

Effizienz der Energiewirtschaft

Die deutsche und die französische Elektrizitätswirtschaft im Vergleich

INAUGURAL - DISSERTATION

zur Erlangung

des Grades eines Doctor rerum politicarum

der Fakultät Sozial- und Wirtschaftswissenschaften

der Universität Bamberg

vorgelegt von

MARGRIT PROHASKA

aus

München

Bamberg 1986



Effizienz der Energiewirtschaft

Die deutsche und die französische Elektrizitätswirtschaft im Vergleich

INAUGURAL - DISSERTATION

zur Erlangung

des Grades eines Doctor rerum politicarum

der Fakultät Sozial- und Wirtschaftswissenschaften

der Universität Bamberg

vorgelegt von

MARGRIT PROHASKA

aus

München

Bamberg 1986

Vorwort

Die vorliegende Arbeit wurde im Herbst 1986 von der Fakultät Sozial- und Wirtschaftswissenschaften der Universität Bamberg als Dissertation angenommen.

Zu danken habe ich insbesondere Herrn Professor Dr. Norbert Eickhof, der die Arbeit anregte und ihre Entstehung mit konstruktiver Kritik und viel Geduld begleitete. Herrn Professor Dr. Peter Friedrich bin ich für die Erstellung des Zweitgutachtens zu Dank verpflichtet. Frau Lydia Renner danke ich für die zuverlässige und engagierte Ausführung der Schreibarbeiten.

Besonderer Dank gebührt meinem Freund und Lebensgefährten Dr. Gero Hoch, der entscheidend und auf vielfältige Weise zum Abschluß dieser Arbeit beigetragen hat.

Bamberg, Frühjahr 1988

Margrit Prohaska

Inhaltsverzeichnis:

	Seite
1. Kapitel: Einleitung	1
I. Teil: Statische und dynamische Effizienztheorien	9
2. Kapitel: Grundlagen der Effizienz- und Wettbewerbstheorie	9
2.1 Effizienzbegriffe	9
2.2 Der Wettbewerbsprozeß	15
2.3 Wettbewerbs- und Marktversagen	20
3. Kapitel: Die Konzeptionen der statischen Effizienz	28
3.1 Zur Relevanz der statischen Betrachtungsweise	28
3.2 Die Theorie der Allokationseffizienz	32
3.2.1 Das Modell des Pareto-Optimums	32
3.2.1.1 Die Marginalbedingungen	33
3.2.1.2 Modifikationen des Pareto-Modells	40
3.2.1.3 Effizienzbedingungen in der Elektrizitätswirtschaft	45
3.2.2 Zur Definition der Grenzkosten	48
3.2.3 Einzelwirtschaftliche und volkswirtschaftliche Kosten	54
3.2.4 Zunehmende Skalenerträge und allokativ effiziente Preisbildung	56
3.2.5 Spitzenlast- und Höchstlastpreisbildung	67
3.2.5.1 Das einfache Spitzenlastmodell	69
3.2.5.2 Erweiterungen des Spitzenlastmodells	71
3.2.5.3 Der Ansatz der Höchstlastpreisbildung	75
3.2.5.4 Zusammenfassung	77
3.2.6 Grenzkosten- und Durchschnittskostenpreisbildung	78
3.2.7 Zwischenergebnis	81
3.3 Das Konzept der X-Effizienz	83
3.4 Zusammenfassung	87

	Seite
4. Kapitel: Die Theorie des natürlichen Monopols	89
4.1 Begriff und Definition	89
4.1.1 Das natürliche Einprodukt-Monopol	90
4.1.2 Das natürliche Monopol im Mehrproduktfall	93
4.2 Preisbildung und Marktzutrittsresistenz	96
4.2.1 Das Konzept der bestreitbaren Märkte	96
4.2.2 Grenzen der Bestreitbarkeit	99
4.3 Kritik und Weiterentwicklung der Theorie des natürlichen Monopols	105
4.3.1 Wettbewerb in einem Markt versus Wettbewerb um einen Markt	106
4.3.2 Die Erosion natürlicher Monopole	109
5. Kapitel: Konzepte der dynamischen Effizienz	113
5.1 Einführung	113
5.2 Unternehmensinterne Determinanten der Innovationseffizienz	118
5.2.1 Unternehmensgröße	119
5.2.2 Neuere Firmentheorie: Die Trennung von Eigentum und Kontrolle	124
5.2.3 Unternehmensorganisation	132
5.2.4 Zusammenfassung	136
5.3 Unternehmensexterne Determinanten der Innovationseffizienz	138
5.3.1 Marktform und Konzentration	139
5.3.2 Marktschranken	144
5.3.3 Staatliche Regulierung	150
5.3.3.1 Preisregulierung	151
5.3.3.2 Marktzugangsregulierung	157
5.3.3.3 Qualitätsregulierung und Kontrahierungszwang	159
5.3.4 Öffentliches Eigentum an Unternehmen	161
5.3.5 Zusammenfassung	168
5.4 Koordinationsstruktur und Koordinationseffizienz	171
5.4.1 Der Begriff der Koordinationseffizienz	172
5.4.2 Der Ansatz von R. H. Coase	176
5.4.3 Dynamische Analyse der Koordinationsstruktur	179
5.4.4 Zusammenfassung	184

II. Teil: Preisbildungsprinzipien und Strompreise - Der statische Effizienzvergleich	187
6. Kapitel: Vorbemerkungen	187
6.1 Branchenbesonderheiten in der Elektrizitätswirtschaft	188
6.1.1 Vorgebliche branchenspezifische Charakteristika	188
6.1.2 Die Elektrizitätswirtschaft - ein natürlicher Monopolbereich?	192
6.2 Die Kostenstruktur in der Elektrizitäts- wirtschaft	199
6.2.1 Die Abgrenzung der Kosten	199
6.2.2 Die Kosten der Stromerzeugung	205
6.2.3 Die Kosten der Transmission und Distribution	208
6.3 Die Preise für Elektrizität	210
6.4 Preisbildungsprinzipien und Allokations- effizienz	214
7. Kapitel: Die Preisbildung deutscher Elektrizitätsver- sorgungsunternehmen	217
7.1 Rechtliche Grundlagen	217
7.1.1 Tarifabnehmerbereich	218
7.1.2 Sonderabnehmerbereich	222
7.2 Elektrizitätswirtschaftliche Grundsätze der Tarifgestaltung	224
7.2.1 Preispolitische Ziele der EVU	225
7.2.2 Die Kostenkalkulation	228
7.3 Die Preise für Tarifabnehmer	233
7.3.1 Die Tarifstruktur	233
7.3.2 Beurteilung	240
7.3.2.1 Die zweiteilige Preisstruktur	240
7.3.2.2 Das Preisgefüge	246
7.3.2.3 Zwischenergebnis	249
7.4 Preise für typische Sonderabnehmer	250
7.4.1 Die Preisstruktur	250

	Seite
7.4.2 Beurteilung	256
7.4.2.1 Die zweiteilige Preisstruktur	256
7.4.2.2 Das Preisgefüge	259
7.4.2.3 Zwischenergebnis	262
7.5 Zusammenfassung	263
8. Kapitel: Die Preisbildung der Electricité de France	266
8.1 Der rechtliche Rahmen	267
8.2 Die Grundlagen der Grenzkostenpreisbildung bei EdF	270
8.2.1 Preispolitische Ziele des Unternehmens	270
8.2.2 Die Kostenkalkulation	273
8.3 Der Tarif für Niederspannungsabnehmer (Tarif Universel)	277
8.3.1 Die Tarifstruktur für Haushalts- und Landwirtschaftsabnehmer	277
8.3.2 Die Tarifstruktur für Gewerbeabnehmer	281
8.3.3 Beurteilung	284
8.4 Der Tarif für Mittelspannungsabnehmer (Tarif Vert)	288
8.4.1 Die Tarifstruktur	288
8.4.2 Beurteilung	292
8.4.2.1 Die Preisstruktur	292
8.4.2.2 Das Preisgefüge	295
8.4.2.3 Zwischenergebnis	297
8.5 Zusammenfassung und Ergebnis	298
III. Teil: Ansätze zu einem dynamischen Effizienzvergleich	305
9. Kapitel: Vorbemerkungen	305
9.1 Innovationen in der Elektrizitätswirtschaft	305
9.1.1 Produktinnovationen	306
9.1.2 Prozeßinnovationen	308
9.2 Dynamische Effizienzkriterien	310

	Seite
10. Kapitel: Dynamische Effizienz und die deutsche Elektrizitätswirtschaft	316
10.1 Die Unternehmensstruktur	316
10.2 Der staatliche Einfluß auf Marktstruktur und Marktverhalten	323
10.2.1 Die Regelung des Marktzugangs	324
10.2.1.1 Privat(rechtlich)e Marktzutrittsbeschränkungen	324
10.2.1.2 Staatliche Marktzugangsregulierung	328
10.2.2 Marktverhaltensregulierung	331
10.2.2.1 Die Preisaufsicht nach dem EnWiG	331
10.2.2.2 Die Mißbrauchsaufsicht nach dem GWB	334
10.3 Ergebnis	336
11. Kapitel: Dynamische Effizienz und die französische Elektrizitätswirtschaft	349
11.1 Die Markt- und Unternehmensstruktur	350
11.2 Die staatliche Einflußnahme	355
11.2.1 Die Fach-, Finanz- und Parallelaufsicht	355
11.2.2 Die Preiskontrolle durch das Finanzministerium	359
11.2.3 Zwischenergebnis	361
11.3 Ergebnis	363
11.4 Zusammenfassung	371
12. Kapitel: Schlußbemerkung	375
Abbildungsverzeichnis	378
Abkürzungsverzeichnis	380
Literaturverzeichnis	382

1. Kapitel: Einleitung

Die Elektrizitätswirtschaft ist auch in Ländern mit grundsätzlich marktwirtschaftlicher Orientierung nicht privatwirtschaftlich organisiert, sondern staatlichen Interventionen unterschiedlicher Intensität ausgesetzt¹. Beispielhaft lassen sich die Elektrizitätswirtschaft in Deutschland und in Frankreich gegenüberstellen. In beiden Fällen unterliegen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) staatlicher Regulierung, d.h., einer direkten Kontrolle ihrer ökonomischen Aktivitäten durch staatliche Institutionen oder deren Beauftragte, die sowohl die nachträgliche Überprüfung der Wirtschaftstätigkeit als auch die unmittelbare Festlegung einzelner Aktionsparameter beinhaltet². Allerdings sind folgende grundlegende Unterschiede festzustellen:

- In Deutschland wird die Stromversorgung von einer Vielzahl privater, gemischtwirtschaftlicher und öffentlicher EVU durchgeführt. Diese sind von verschiedenen Vorschriften des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen ausgenommen und agieren als durch Demarkationsverträge geschützte Gebietsmonopolisten. Sie sind jedoch staatlicher Fach- und Preisaufsicht sowie der allgemeinen und einer speziellen Mißbrauchsaufsicht unterworfen³.

- In Frankreich versorgt ein einziges nationalisiertes Unternehmen, Electricité de France (EdF), fast das ganze Land mit Elektrizität. Dieses staatliche Monopolunternehmen hat zwar eine eigene Rechtspersönlichkeit, ist aber finanziell vom Staatshaushalt abhängig. Ferner unterliegt es direkten staatlichen Eingriffen, die von der Festle-

1 Vgl. z.B. H.J. Schürmann/U. Bohnen/R. Görgen 1983.

2 Vgl. N. Eickhof 1985b, S.64. Dieser enge Regulierungsbegriff schließt fiskalische und monetäre Staatsinterventionen ebenso aus wie staatliche Produktion sowie Mitbestimmung. Auch wird er allein auf die Unternehmenskontrolle in einzelnen Wirtschaftsbereichen, nicht dagegen in der gesamten Volkswirtschaft, angewandt. Vgl. dagegen J. Müller/I. Vogelsang 1979, S. 193 ff. Auf die Auswirkungen bestimmter Regulierungseingriffe (auf die Innovationseffizienz) wird auf S. 150 ff. dieser Arbeit näher eingegangen.

3 Vgl. im einzelnen hierzu unsere Ausführungen in den Kapiteln 7 und 10.



gung der Strompreise und der Lenkung der Forschungs- und Entwicklungs- (FuE-)Aktivitäten bis hin zur Besetzung der Führungspositionen reichen¹.

Als Begründung für die jeweilige Ausgestaltung des Bereichs der Elektrizitätswirtschaft werden in beiden Ländern vorgebliche Branchenbesonderheiten herangezogen: Strom decke einen lebensnotwendigen Bedarf und sei Inputfaktor in nahezu allen Wirtschaftsbereichen. Zudem stelle die Elektrizitätswirtschaft ein natürliches Monopol dar², so daß eine wettbewerbliche Organisation dieses Sektors zu ökonomisch unerwünschten Ergebnissen, d.h. insbesondere überhöhten Kosten und damit auch höheren Preisen, führe. Schließlich kämen noch die Nichtspeicherbarkeit von Strom, die äußerst niedrige Preiselastizität der Stromnachfrage und die zeitlichen Nachfrageschwankungen sowie die besonders hohe Kapitalintensität hinzu. Die Versorgung mit Elektrizität könne demnach nicht dem marktlichen Wettbewerbsprozeß überlassen werden³.

Den beiden erstgenannten Punkten kommt in der Energiepolitik generell grundsätzliche Bedeutung zu. Sowohl die Realisierung von Versorgungssicherheit für die Volkswirtschaft insgesamt wie für den einzelnen Nachfrager als auch die Deckung des Bedarfs an Energie zu möglichst niedrigen Kosten werden als Ziele der Energiepolitik im deutschen Energierecht und in französischen Zielkatalogen ausdrücklich angeführt⁴.

Dabei ist unter Versorgungssicherheit zum einen die technische Unfallgefährlichkeit der Energiedarbietung, vor allem aber eine jederzeit ausreichende Energieversorgung zu verstehen⁵. Da Energie als Produktionsfaktor für wohl jede Art von Produktion benötigt wird, entstehen bei einer Versorgungsunterbrechung hohe volkswirtschaftliche Kosten, so daß von daher das Ziel der Versorgungssicherheit besonderes Gewicht erhält.

1 Vgl. unsere ausführlichen Erläuterungen im 8. und 11. Kapitel.

2 Vgl. zu Definition und Theorie des natürlichen Monopols die Ausführungen im 4. Kapitel.

3 Inwieweit es sich dabei um tatsächliche oder nur vorgebliche Branchenbesonderheiten handelt, wird im Abschnitt 6.1 diskutiert.

4 Vgl. die Präambel zum deutschen "Gesetz zur Förderung der Elektrizitätswirtschaft" (EnWiG) vom 13.12.1935, sowie die Zielformulierungen bei M. Vilain 1969, S. 101, in bezug auf die französischen Ziele.

5 Vgl. W. Mönig 1975, S. 113.

Für die Elektrizitätswirtschaft, in der eine Vorratshaltung nahezu unmöglich ist, bedeutet die Realisierung von Versorgungssicherheit, daß Reservekapazitäten im Erzeugungs-, Transport- und Verteilungsbereich vorzuhalten sind, deren Ausmaß vor allem vom Wachstum der Nachfrage ("Zuwachsreserve"), von der Verfügbarkeit der Anlagen ("Ausfallreserve") und von der Größenstruktur der Betriebseinheiten ("Überholungsreserve") abhängt¹. Die Errichtung zusätzlicher Kapazitäten verursacht jedoch ebenso Kosten wie eine Unterbrechung der Versorgung; damit besteht ein Zielkonflikt zwischen einer möglichst kostengünstigen und einer möglichst sicheren Versorgung.

Definiert man das Ziel der kostengünstigen Versorgung als "Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auf lange Sicht"², so ist der Nutzen einer Erhöhung der Versorgungssicherheit durch den Aufbau weiterer Reservekapazitäten den zusätzlich entstehenden Kosten gegenüberzustellen. Gesamtwirtschaftlich optimal ist daher eine Situation, in der die Grenzkosten der Reservekapazitäten gleich sind den zusätzlichen Kostenersparnissen durch eine gesteigerte Versorgungssicherheit³. Allerdings ist die Erfassung und Quantifizierung der jeweiligen Kosten bzw. Nutzen nur unter erheblicher Unsicherheit durchführbar.

Der Konflikt zwischen den Zielen Versorgungssicherheit und Kostengünstigkeit der Energieversorgung ist somit allein dadurch aufzuheben, daß politische Prioritäten gesetzt werden. Während in der deutschen Elektrizitätswirtschaftspolitik dem Sicherheitsziel im allgemeinen stets der Vorrang gegeben wurde⁴, stand in Frankreich in den 60er Jahren die kostengünstige Versorgung im Vordergrund. Erst in der Zeit nach 1970 wurde auch in Frankreich die Versorgungssicherheit in stärkerem Maße beachtet⁵.

1 Die notwendige Gesamtreserve ergibt sich nicht als Summe der einzelnen Reserveanforderungen, sondern liegt wesentlich niedriger und wird vom höchsten Einzel- Reserveverfordernis bestimmt. Sowohl bei Produktions- als auch bei Transport- und Verteilungsanlagen werden etwa 20-25% der Höchstlast als Reservekapazität vorgehalten. Eine exakte Berechnung erweist sich allerdings als schwierig. Vgl. H. Gröner 1975, S. 38 ff.

2 H.K. Schneider 1967, S. 25.

3 Vgl. W. Mönig 1975, S. 114.

4 Vgl. H. Gröner 1975, S. 38.

5 Vgl. U. Bohnen 1983, S. 19.

Neben die genannten Hauptziele staatlicher Energiepolitik tritt als weitere, grundsätzliche Norm die Übereinstimmung von energiepolitischen und allgemeinen wirtschaftspolitischen Zielen¹. Dabei läßt sich die Gesamtheit der wirtschaftspolitischen Ziele, die in den meisten modernen Gesellschaften angestrebt werden, unter dem Oberbegriff "Wohlfahrt", oder konkreter: "wirtschaftlicher Wohlstand", zusammenfassen².

Sieht man nun das Volkseinkommen als geeigneten Indikator für den Wohlstand eines Landes an, so kann seine Steigerung als Kern des wirtschaftspolitischen Wohlfahrtsziels angesehen werden³. Damit erhält der ökonomische Fortschritt, verstanden als Wirtschaftswachstum bzw. Zunahme des Volkseinkommens, eine besondere Bedeutung im Rahmen des wirtschaftspolitischen Zielkatalogs.

Voraussetzung und wichtigste Antriebskraft des wirtschaftlichen Fortschritts ist wiederum der Wettbewerb, der "Prozeß der schöpferischen Zerstörung"⁴. Wird in einer Gesellschaft also das Wohlstandsziel als Inbegriff aller anzustrebenden wirtschaftspolitischen Ziele akzeptiert, so ist damit auch die Entscheidung für den Wettbewerb als Steuerungsinstrument verknüpft⁵. Eine Übereinstimmung der Ziele der Energie- bzw. spezieller: der Elektrizitätswirtschaftspolitik mit den allgemeinen wirtschaftspolitischen Zielen erfordert demnach insbesondere eine Orientierung der sektoralen Politik am Oberziel "wirtschaftlicher Wohlstand" sowie eine Realisierung und Sicherung von Wettbewerb.

1 Vgl. zum folgenden insbesondere H. Giersch 1961, S. 85 ff., 97 f.

2 Durch den Terminus "ökonomischer Wohlstand" werden sowohl Grundwerte wie Freiheit, Sicherheit und Gerechtigkeit als auch Ziele der magischen Vierecke, beispielsweise Geldwertstabilität, Vollbeschäftigung und Zahlungsbilanzausgleich, repräsentiert. Das bedeutet aber nicht, daß die genannten sowie weitere mögliche Ober- und Unterziele durchgehend miteinander harmonisieren. Doch können die mit dem Wohlstandsziel konfligierenden Ziele in Form von Nebenbedingungen berücksichtigt werden. Vgl. ebenda, S. 98

3 Auf die unterschiedlichen Definitionen des Volkseinkommens sowie auf deren Eignung als Wohlstandsindikator braucht hier nicht eingegangen zu werden. Vgl. dazu B. Kulp/E. Knappe 1984, S. 127 ff.

4 Zu Begriff und Bedeutung des Wettbewerbs vgl. S. 10 ff.

5 Ebenso läßt sich aus dem Grundwert Freiheit die Forderung nach Realisierung des Unterziels Wettbewerbsfreiheit ableiten.

Die Struktur der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland und Frankreich weist jedoch darauf hin, daß der Wettbewerb in der Elektrizitätspolitik beider Länder nur eine unbedeutende Rolle spielt. Vielmehr sind die betreffenden Sektoren durch zahlreiche Wettbewerbsbeschränkungen gekennzeichnet.

Damit stellt sich aber unmittelbar die Frage nach der Effizienz der jeweils realisierten Organisation der Elektrizitätswirtschaft im Hinblick auf das gesamtwirtschaftliche Ziel "ökonomischer Wohlstand" sowie auf die branchenbezogenen Ziele "Versorgungssicherheit" und "Kostengünstigkeit".

Unter ökonomischer Effizienz wird häufig allein die (statische) Allokationseffizienz verstanden, also die Erfüllung der paretianischen Marginalbedingungen¹. Verkürzt dargestellt bedeutet dies, daß in der gesamten Volkswirtschaft Grenzkostenpreise realisiert werden und daß die diesen zugrunde liegenden Kosten die minimal möglichen Kosten im Gleichgewicht sind. Nur selten wird diese statische Betrachtungsweise ökonomischer Effizienz, die die Erreichung eines optimalen Zustands umschreibt, durch eine dynamische Analyse, also die Untersuchung eines Entwicklungsprozesses, ergänzt.

Unter dynamischer Effizienz ist dabei die Fähigkeit eines ökonomischen Systems zu verstehen, laufend neue Produkte, Produktionsverfahren und Organisationsformen hervorzubringen und sich rasch an Innovationen anzupassen. In dynamischer Betrachtung wird nicht mehr nach der jederzeitigen Identität von Preisen und Grenzkosten gefragt; vielmehr stehen zum einen die innovativen Aktivitäten der Unternehmen sowie deren Voraussetzungen, zum anderen die Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Koordinationsstruktur und deren Bestimmungsgründe im Mittelpunkt des Interesses². Denn erst die Realisierung von Produkt- und Prozeßinnovationen

¹ Vgl. dazu unsere Ausführungen im 3. Kapitel.

² Vgl. im einzelnen unsere Ausführungen im 5. Kapitel.

ermöglicht es, mit minimalen Kosten zu produzieren sowie Versorgungssicherheit zu erreichen; und nur, wenn auch durch organisatorische Innovationen eine an die jeweiligen Koordinationsanfordernisse der Volkswirtschaft angepaßte Koordinationsstruktur gesichert wird, ist das Wohlstandsziel zu erreichen.

Es ist Ziel dieser Arbeit, aus der Untersuchung unterschiedlicher Effizienztheorien Kriterien abzuleiten, anhand derer die statische und dynamische Effizienz in der Wirtschaft beurteilt werden können. Dabei orientiert sich diese Untersuchung allein an den genannten gesamtwirtschaftlichen sowie branchenbezogenen Zielsetzungen. Effizienzkriterien, die auf die Erfüllung von Einzelzielen abstellen, werden hingegen nicht näher betrachtet¹. Eine derartige Effizienzanalyse soll dann im Rahmen eines Vergleichs der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland und Frankreich beispielhaft durchgeführt werden².

Eine vergleichende Betrachtung der elektrizitätswirtschaftlichen Systeme dieser beiden Länder erscheint aus mehreren Gründen sinnvoll: Zum einen erfolgt die Strompreisbildung jeweils nach unterschiedlichen Kriterien; während in Frankreich eine Grenzkostenpreisbildung angestrebt und weitgehend auch durchgeführt wird, orientiert sich die Preisgestaltung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft überwiegend an sogenannten Vollkosten und ist somit prima vista allokationstheoretisch ineffizient. Zum anderen sind in Deutschland zahlreiche EVU in verschiedenen Rechtsformen als Gebietsmonopolisten tätig; dagegen wird nahezu ganz Frankreich von einem einzigen staatlichen Versorgungsunternehmen mit Strom beliefert. Und schließlich wird häufig gerade das Beispiel der französischen Elektrizitätswirtschaft herangezogen, wenn die Preise, der technische Entwicklungsstand oder der Grad der Versorgungssicherheit der deutschen Stromwirtschaft einer kritischen Betrachtung unterzogen werden.

¹ Vgl. aber zu letztgenannten Effizienzkriterien z.B. K. Oettle 1976, H.-U. Derlien 1976 sowie ausführlich K. Reding 1981.

² Dabei wird allein die öffentliche Elektrizitätsversorgung betrachtet. Die industrielle Kraftwirtschaft, d.h. die Industrieunternehmen, die ihren Bedarf an Strom durch Eigenerzeugung decken, sowie die Stromversorgung der Eisenbahngesellschaften in Deutschland und Frankreich werden nicht in die Untersuchung einbezogen.

Ausgehend von effizienztheoretischen Überlegungen sollen mit der vorliegenden Arbeit Ansatzpunkte und Maßstäbe für derartige Vergleiche aufgezeigt und somit letztlich auch ein Beitrag zur aktuellen ordnungspolitischen Diskussion geleistet werden, wobei jedoch die derzeitige Ordnung der Elektrizitätswirtschaft als gegeben angesehen wird.

Die Arbeit ist in drei Teile untergliedert. Im ersten Teil wird, nachdem zentrale Begriffe der Effizienz- und Wettbewerbstheorie definiert sind, vor allem der Gegensatz zwischen statischer und dynamischer Effizienz herausgearbeitet. Daher stellen wir zunächst das Modell des Pareto-Optimums dar und führen Erweiterungen ein, die für die Effizienzbetrachtung im Sektor Elektrizitätswirtschaft relevant sind (insbesondere die Preisbildung bei zunehmenden Skalenerträgen und bei Vorliegen der Spitzenlastproblematik). Ferner wird das Konzept der X-Effizienz behandelt, das in einem weitgehend statischen Rahmen die unternehmensinterne Effizienz thematisiert. Auch die Theorie des natürlichen Monopols wird berücksichtigt; sie ist im wesentlichen statisch konzipiert, enthält jedoch auch dynamische Elemente. Im Anschluß daran werden die dynamischen Konzepte der Innovationseffizienz und der Koordinationseffizienz dargelegt. Während ersteres vor allem auf die unternehmensinterne Effizienz auf der Grundlage von Produkt- und Prozeßinnovationen abstellt, ist letzteres ein gesamtwirtschaftlicher Ansatz und beruht auf den Bedingungen und Auswirkungen institutioneller Innovationen.

Im zweiten Teil werden zunächst spezifische Charakteristika der Elektrizitätswirtschaft generell - "Branchenbesonderheiten", Kosten und Preisbildungsprobleme - erläutert. Sodann unterziehen wir, ausgehend von den im 3. Kapitel abgeleiteten Kriterien der Allokationseffizienz, die Preisbildung sowie die Preisstrukturen in der deutschen und der französischen Elektrizitätswirtschaft einem kritischen Vergleich.

Im dritten Teil befassen wir uns mit der dynamischen Effizienz, insbesondere mit den Innovationsaktivitäten, der EVU in Deutschland und

Frankreich. Eine vergleichende Betrachtung anhand der im 5. Kapitel entwickelten Kriterien dynamischer Effizienz schließt die Arbeit ab.

I. Teil: Statische und dynamische Effizienztheorien

2. Kapitel: Grundlagen der Effizienz- und Wettbewerbstheorie

2.1 Effizienzbegriffe

Der Terminus "Effizienz" wird im allgemeinen Sprachgebrauch in der Bedeutung von "Wirksamkeit", "Ergiebigkeit" oder "Wirkungsgrad" verwendet. In der Physik umschreibt Effizienz das Verhältnis von Arbeitsinput zu Zeiteinheit, die Leistung; dagegen wird in der Ökonomie unter Effizienz ganz generell die Relation von Input zu Output verstanden. Im weitesten Sinne meint Effizienz in der ökonomischen Terminologie die Wirksamkeit eines ökonomischen Systems bei der Koordination der wirtschaftlichen Aktivitäten¹.

Diese Wirksamkeit ist daran zu messen, ob und wie das Grundproblem jeglichen Wirtschaftens, die Knappheit der Ressourcen gegenüber der Unersättlichkeit der menschlichen Bedürfnisse, gelöst wird. Effizienz stellt also ein Maß zur Bewertung wirtschaftlicher Tätigkeit dar; je besser die knappen Ressourcen zur Bedürfnisbefriedigung eingesetzt werden, desto effizienter ist eine Wirtschaft.

Inhalt und Zielrichtung des Begriffs der ökonomischen Effizienz unterlagen allerdings im Zuge des Paradigmenwandels in der Nationalökonomie mehreren Veränderungen².

- In der klassischen Theorie, die ja die Wirtschaftstheorie als integralen Bestandteil einer Theorie der Gesellschaft begriff, stand nicht das Phänomen der Knappheit im Mittelpunkt. Vielmehr wurde ein wirtschaftliches System dann als effizient angesehen, wenn seine institutionellen Bedingungen dazu führten, daß der Wohlstand der Menschen gesichert und verbessert wurde.

1 Vgl. H.-G. Krüsselberg 1983, S. 48

2 Vgl. ebenda, S. 57 f.

- Dagegen werden in der neoklassischen Theorie innerhalb eines statischen Bezugsrahmens formale Bedingungen einer optimalen Allokation der Ressourcen abgeleitet. Effizienz ist dann erreicht, wenn es nicht mehr möglich ist, durch eine Umverteilung von Gütern oder Faktoren ein Wirtschaftssubjekt besser zu stellen, ohne daß ein anderes geschädigt wird (Pareto-Optimum)¹.

- Die neuere Markt- und Wettbewerbstheorie baut demgegenüber auf dem Erkenntnisstand der klassischen Theorie auf. Das ökonomische System ist dann effizient, wenn seine strukturellen und institutionellen Bedingungen die Realisierung einer hohen Fortschrittsrate sowie eine rasche Anpassung von Unternehmen und anderen Koordinationsinstitutionen an veränderte Gegebenheiten ermöglichen.

Die in der aktuellen Literatur verwendeten Effizienzbegriffe basieren im wesentlichen auf einer Gegenüberstellung von "allokativer" und - ganz unterschiedlich definierter - "dynamischer" Effizienz². Dieser Einteilung wollen wir uns im Grundsatz anschließen, wobei wir allerdings die einzelnen Begriffsinhalte wie folgt ergänzen und konkretisieren:

(1) Der Maßstab der Effizienz ist an die Volkswirtschaft als Ganzes ebenso anzulegen wie an Sektoren oder Märkte bis hin zu den einzelnen Unternehmen. Daher ist die gesamtwirtschaftliche oder (unternehmens-) externe Effizienz von der einzelwirtschaftlichen oder (unternehmens-) internen Effizienz zu unterscheiden. Externe und interne Effizienz sind keineswegs immer deckungsgleich und weisen erhebliche Interdependenzen auf³.

1 Vgl. unsere detaillierteren Ausführungen unter 3.2.1.

2 Vgl. etwa G. Bombach 1976, A. Schüller 1983b, J. Kruse 1985. Dagegen wird in der wachstumstheoretischen Literatur mit dynamischer Effizienz häufig die optimale Investitionsquote in einer Volkswirtschaft oder die Fähigkeit eines Systems, aus einer Ungleichgewichtssituation wieder ins Gleichgewicht zu gelangen, gemessen. Derartige, auf der neoklassischen Wachstumstheorie beruhende "dynamische" Effizienzkonzepte werden von uns nicht weiter behandelt. Vgl. dazu etwa N. Blattner 1976, S. 244 ff. Einen ähnlichen dynamischen Effizienzbegriff wie den in dieser Arbeit definierten verwendet G. Graf (1981).

3 Vgl. die Beispiele weiter unten in diesem Abschnitt.

(2) In Abgrenzung zu dynamischer Effizienz ganz allgemein beinhaltet die Realisierung statischer Effizienz in einer Wirtschaft, daß die produzierten Güter bestmöglich verteilt sind, die bestehenden Betriebe die bestmögliche Arbeitsteilung verwirklicht haben und die verwendeten Faktoren bestmöglich verteilt und beschäftigt sind¹.

Darin ist nun sowohl der gesamtwirtschaftliche als auch der unternehmensinterne Aspekt enthalten; denn die Realisierung statischer Effizienz in der Gesamtwirtschaft setzt voraus, daß die Unternehmen die Minimalkostenkombination verwirklichen. Interne und externe statische Effizienz fallen nur dann auseinander, wenn beispielsweise externe Effekte auftreten².

Die geschilderte optimale Produktions- und Konsumstruktur wird erreicht, wenn die Bedingungen vollständiger Konkurrenz gegeben sind, wobei die natürlichen Monopolbereiche, in denen Konkurrenz zu geringerer allokativer Effizienz führt als ein Monopol, eine Ausnahme darstellen³. Unter Konkurrenzbedingungen entsprechen die Preise in der gesamten Wirtschaft jeweils den Grenzkosten.

Diese Konzeption wird allgemein als "statische Allokationseffizienz" bezeichnet. Statisch ist sie deshalb, weil eine stationäre Welt in einer einzigen Periode betrachtet wird bzw. weil der Vergleich mehrerer Perioden nur mittels der Methode der komparativen Statik erfolgt. Der Begriff Allokationseffizienz stellt demgegenüber auf den vorherrschenden Aspekt der Allokation, also der Aufteilung von Gütern und Faktoren ab. Mit dem Konzept der statischen Allokationseffizienz werden allein Ergebnisse, Endzustände des Wirtschaftsprozesses bewertet. Dabei erfolgt die Identifizierung der statischen Allokationseffizienz durch eine Analyse der Preise bzw. Preisstrukturen.

1 Vgl. H. Giersch 1961, S. 121.

2 Vgl. hierzu unsere Ausführungen im Abschnitt 3.2.3.

3 Vgl. im einzelnen Kapitel 4.

(3) Dynamische Effizienz hingegen bezieht sich nicht auf einen Gleichgewichtszustand, sondern auf den Prozeß der wirtschaftlichen Entwicklung und des Wettbewerbs. Dynamische Effizienz in einer Wirtschaft ist dann gegeben, wenn von Unternehmen Produkt- und Verfahrensinnovationen hervorgebracht werden, diese von anderen Unternehmen imitiert und über Märkte in der Gesamtwirtschaft diffundiert werden, wenn Unternehmen flexibel auf Neuerungen reagieren und wenn sich die Koordinationsinstitutionen selbst, also die Unternehmen und Märkte, verändern und an neue rechtliche sowie ökonomische Bedingungen anpassen.

Somit sind zwei Dimensionen dynamischer Effizienz zu unterscheiden: Zum einen die Koordinationseffizienz, die die Anpassung von Unternehmen und Märkten an veränderte Koordinationserfordernisse in der Wirtschaft bewertet und ein gesamtwirtschaftliches Konzept darstellt¹, und zum anderen die Innovationseffizienz, die unternehmensbezogen ist. Letztere weist wiederum zwei Aspekte auf: Es handelt sich bei der Innovationseffizienz einmal um die Fähigkeit eines Unternehmens, selbst Neuerungen hervorzubringen; damit ist die innovatorische Kompetenz, die Aktionsfähigkeit bzw. die innere Leistungsfähigkeit angesprochen. Ferner geht es um die Fähigkeit, sich an Veränderungen und Neuerungen, die aus der Umwelt des Unternehmens kommen, anzupassen und in geeigneter Weise darauf zu reagieren; in diesem Fall ist die Flexibilität, die Reaktionsfähigkeit bzw. die äußere Leistungsfähigkeit gemeint². Während die Realisierung der Koordinationseffizienz mittels des "Koordinationsmängelkonzepts" feststellbar ist³, kann das Vorliegen von Innovationseffizienz zum einen anhand der Determinanten der Innovationsaktivität, zum anderen über bestimmte quantitative Indikatoren der Innovationstätigkeit bestimmt werden⁴.

1 Vgl. unsere Ausführungen im Abschnitt 5.4.

2 Vgl. E. Witte 1973, S. 17 f., R. Bessoth 1975, S. 94, sowie H. Schumacher 1976b, S. 154. Unter Innovationsneigung ist demgegenüber die Bereitschaft, vorhandene innovatorische Kompetenz und Flexibilität auch tatsächlich in Neuerungen umzusetzen, zu verstehen.

3 Vgl. Abschnitt 5.4.

4 Vgl. unsere Ausführungen zu Beginn des 5. Kapitels.

(4) Bisweilen wird neben die Unterscheidung in statische und dynamische Effizienz das Konzept der X-Effizienz bzw. X-Ineffizienz gestellt¹. Mit X-Ineffizienz ist im Anschluß an Leibenstein² die Differenz zwischen tatsächlichen und minimalen Kosten pro Outputeneinheit oder zwischen potentieller und effektiver Produktion gemeint, also eine Form der unternehmensinternen Ineffizienz. Allerdings liegt diesem Konzept eine grundsätzlich statische Betrachtungsweise zugrunde, wenn auch gewisse Elemente der dynamischen Unternehmenseffizienz enthalten sind. Entgegen der üblichen Einteilung behandeln wir daher dieses Konzept als statisches (unternehmens-) internes Pendant zur (unternehmens-) externen Allokationseffizienz³.

Statische und dynamische Effizienz stehen in einem Spannungsverhältnis zueinander, ja, schließen sich sogar aus. Ist nämlich statische Effizienz, also das Pareto-Optimum,realisiert, dann sind keinerlei Veränderungen von Allokation und Verteilung und auch keine Innovationen notwendig und möglich; in diesem Fall liegt jedoch in dynamischer Betrachtung Ineffizienz vor. Und ein offener Wettbewerbsprozeß, in dem laufend Prozeß- und Produktinnovationen kreiert, imitiert und diffundiert werden und der daher hohe dynamische Effizienz aufweist, ist in einer Augenblicksaufnahme sicherlich statisch ineffizient, da bei Vorliegen der Bedingungen vollständiger Konkurrenz mehr Produktionsfaktoren eingesetzt wären und auch ein höherer Output produziert würde⁴.

Auch gesamtwirtschaftliche und einzelwirtschaftliche Effizienz sind nicht immer deckungsgleich. Selbst in statischer Betrachtungsweise ist die Realisierung der gesamtwirtschaftlichen Effizienz nur dann mit unternehmensinterner Effizienz verbunden, wenn keine "Unvollkommenheiten", etwa externe Effekte, vorliegen. Und unter dynamischem Aspekt kann eine Steigerung der einzelwirtschaftlichen Effizienz etwa durch vertikale

1 Vgl. etwa R. Marris/D.C. Mueller 1980, S. 34, sowie G. Bombach 1976, S. 408 ff.

2 Vgl. H. Leibenstein 1966.

3 Vgl. unsere Ausführungen im Abschnitt 3.3.

4 Vgl. G. Bombach 1976, S. 413.

Integration vor- und nachgelagerter Produktionsstufen durchaus zu einer Verringerung der externen Effizienz führen, wenn durch die Integration Marktmacht entsteht und mißbräuchlich ausgenutzt wird. Dadurch können sich schließlich aber auch negative Rückwirkungen auf die interne Effizienz ergeben, wenn das Unternehmen wegen des ihm entstandenen monopolistischen Spielraums nicht mehr mit den geringstmöglichen Kosten produziert.

Ebenso stehen die beiden Komponenten der dynamischen Unternehmens-effizienz, die innovatorische Kompetenz und die Flexibilität, in einer Interdependenzbeziehung. Denn Anpassungsfähigkeit eines Unternehmens in einer evolutischen (marktlichen) Umwelt bedeutet ja, daß mit Innovationen auf Veränderungen und Herausforderungen reagiert wird. Ist die innovatorische Kompetenz eines Unternehmens jedoch gering und versucht es, die Unsicherheiten der Umwelt einzuschränken sowie deren Komplexität zu vermindern, kurz: den Wettbewerb zu beschränken, anstatt die Herausforderungen durch Neuerungen zu überwinden, dann wird durch die mangelnde interne Leistungsfähigkeit auch die äußere reduziert und die dynamische Effizienz des Unternehmens sowie des Marktes, auf dem es operiert, herabgesetzt. Somit bestehen aber ebenfalls Rückwirkungen zwischen der Innovationseffizienz und der Koordinationseffizienz. Dabei dürfte die Realisierung von Koordinationseffizienz positive Auswirkungen auf die Innovationseffizienz haben und umgekehrt.

Die Untersuchung der verschiedenen statischen und dynamischen Effizienztheorien konzentriert sich nun auf folgende Bereiche:

- (1) Die statische Allokationseffizienz, die gesamtwirtschaftlich definiert ist (wobei allerdings die unternehmensinterne Effizienz gleichzeitig als gegeben vorausgesetzt wird), wird im Abschnitt 3.2 sowie in Teilen des 4. Kapitels behandelt, da auch die herkömmliche Theorie des natürlichen Monopols darauf abstellt.
- (2) Die statische unternehmensinterne Effizienz ist Analysegegenstand des Leibenstein'schen Konzepts der X-Effizienz und wird im Abschnitt 3.3 dargelegt.

(3) Die Innovationseffizienz ist ebenfalls weitgehend unternehmensbezogen definiert; ihre Erscheinungsformen und Bestimmungsgründe sind Gegenstand der Abschnitte 5.2 und 5.3.

(4) Die Koordinationseffizienz wiederum ist ein gesamtwirtschaftliches Konzept; obgleich sie nur z.T. in einem dynamischen Rahmen konzipiert ist, schließt ihre Darstellung im Abschnitt 5.4 den effizienztheoretischen Teil ab.

Im folgenden Abschnitt soll aber zunächst auf Definition und Funktionen des Wettbewerbs eingegangen werden.

2.2 Der Wettbewerbsprozeß

Der Begriff des Wettbewerbs ist in der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur keineswegs eindeutig definiert. Häufig wird überhaupt auf eine positive Definition des Begriffs verzichtet, obwohl andererseits ein gewisser Konsens darüber besteht, daß Wettbewerb als Steuerungsprinzip der Wirtschaft wichtige, überwiegend positiv zu bewertende Funktionen erfüllt¹. Auf die zahlreichen, mehr oder weniger divergierenden Definitionsansätze für den Wettbewerbsbegriff sowie auf die daraus resultierenden wissenschaftlichen Kontroversen kann an dieser Stelle nicht eingegangen werden². Doch soll kurz dargestellt werden, was unter Wettbewerb als evolutorischem Prozeß, der bestimmte ökonomische Funktionen erfüllt, zu verstehen ist.

In den Modellen der neoklassischen Preistheorie ist "vollkommener Wettbewerb" dann realisiert, wenn dem einzelnen Unternehmen nur noch Mengenanpassungen möglich sind, weil der Marktpreis für alle Marktteilnehmer einheitlich und gegeben ist und weil es qua definitione keine weiteren Aktionsparameter gibt³.

1 Vgl. z.B. K. Herdzina 1981, S. 215, sowie ders. 1984, S. 8 ff.

2 Vgl. die Ausführungen bei K. Herdzina 1981, S. 215 ff., H. Schmidbauer 1974, S. 18 ff., H. Bartling 1980, H. Cox/H. Hübener 1981 sowie H. Grosseckttler 1985, S. 132 ff.

3 Um Mißverständnisse zu vermeiden, wird "Wettbewerb" in diesem Sinne im weiteren als "Konkurrenz" bzw. "vollständige Konkurrenz" bezeichnet.

Im Gegensatz dazu wird Wettbewerb in der neueren Wettbewerbstheorie als ein Prozeß angesehen, in dem initiatorische und imitatorische Phasen aufeinander folgen, in dessen Verlauf Vorsprungsgewinne entstehen und wieder abgebaut werden.

Dieser Prozeß wird durch einen dynamischen Unternehmer, einen Bahnbrecher¹ ausgelöst, der seine Marktposition verbessern will und der daher ein neues Produkt auf den Markt bringt (Produktinnovation), ein neues, kostengünstiges Verfahren zur Produktion der bisherigen Güter anwendet (Prozeßinnovation) oder andere Aktionsparameter einsetzt, um einen Vorsprung vor den Konkurrenten zu erringen.

Aus diesen Aktionen ergeben sich dann folgende Konsequenzen: Einmal kann der Initiator Vorsprungsgewinne realisieren, die einen starken Anreiz zur Durchführung von Innovationen darstellen. Zum anderen fühlen sich die Konkurrenten auf dem Markt in ihren Wettbewerbspositionen bedroht. Sie befürchten Marktanteilsverringerungen, Schmälerungen ihrer bisherigen Gewinne oder sogar Verluste. Daher reagieren sie auf die Aktionen des Neuerers, indem sie versuchen, durch Nachahmung der von diesem verwendeten Verfahren, der hergestellten Produkte oder durch andere Parameteränderungen den Wettbewerbsvorsprung zu vermindern und ebenfalls zusätzliche Gewinne zu erzielen. Am Ende dieser Imitationsphase ist der Wettbewerbsvorsprung des Initiators eingeholt, und alle Unternehmen auf dem Markt haben die Neuerungen adaptiert oder sind ausgeschieden. Allerdings muß der geschilderte Prozeß von der Nachfrage-seite her ergänzt werden; einmal durch Reaktionen auf die Innovation, die in einer Substitution der früher gekauften Güter durch die neuen Produkte bestehen (Substitutionsprozeß), zum anderen durch Reaktionen auch auf die Imitationen (Resubstitutionsprozeß)².

Wettbewerb besteht also aus einer Abfolge von differenzierenden und nivellierenden Phasen, von wettbewerblchen Aktionen und Reaktionen.

1 H. Arndt 1952, S. 34.

2 Vgl. K. Herdzina 1973, S. 68, der seine Darstellung an Arndt anlehnt.

Dieser "Prozeß der schöpferischen Zerstörung"¹ führt zu einer verbesserten Marktversorgung, zu Kostensenkungen und Produktivitätssteigerungen sowie zur Entdeckung und Verbreitung neuen Wissens. Dabei hängen Wettbewerbsprozeß und Marktentwicklung interdependent zusammen, denn mit dem Ablauf des Wettbewerbsprozesses ändern sich auch Marktstruktur, Marktphase, Marktverhalten und Marktergebnisse, wobei jedoch keine zwingende Beziehung zwischen der Intensität des Wettbewerbs und einer bestimmten Marktform besteht².

Der Wettbewerb erfüllt aber im Rahmen des wirtschaftspolitischen Zielsystems, also vor allem im Hinblick auf das Wohlstandsziel, bestimmte gesamtwirtschaftliche Funktionen. Diese werden von Kantzenbach wie folgt bezeichnet³: Zusammensetzung des Angebots nach den Käuferpräferenzen, Lenkung der Produktionsfaktoren in die produktivsten Verwendungsrichtungen, Verteilung der funktionellen Einkommen nach der Marktleistung, flexible Anpassung der Produktion und der Produktionskapazitäten an sich ändernde ökonomische und außerökonomische Daten sowie Durchsetzung von Produkt- und Verfahrensfortschritt.

Die drei erstgenannten Funktionen werden bei Kantzenbach statisch, die beiden zuletzt angeführten Wettbewerbsfunktionen hingegen dynamisch genannt. Geht man nun konsequent von einer wachsenden, strukturellen Veränderungen unterworfenen Wirtschaft aus und sieht man von der Verteilungsfunktion ab⁴, so können die beiden übrigen sogenannten statischen Funktionen als Teil der Anpassungsflexibilität angesehen und - zumindest bei langfristiger Betrachtung - unter diese "dynamische" Funktion des Wettbewerbs subsumiert werden⁵.

1 Vgl. J. A. Schumpeter 1980, S. 134 ff.

2 Somit ist der Ansicht von Kantzenbach und anderen Vertretern des "Workability-Konzepts" des Wettbewerbs nicht zuzustimmen, daß allein das Vorliegen einer bestimmten Marktstruktur die Realisierung von normativ festgelegten, "erwünschten" Marktergebnissen ermögliche. Vielmehr sind neben der Marktstruktur noch weitere Wettbewerbsdeterminanten zu berücksichtigen, wobei auf die Bedeutung der Innovationsaktivitäten und deren Bestimmungsgründe in den Abschnitten 5.1 bis 5.3 dieser Arbeit eingegangen wird. Vgl. zum Workability-Konzept E. Kantzenbach/H. H. Kallfass 1981 sowie H. Grosseckeltner 1985, S. 142 ff., 151 ff.

3 Vgl. E. Kantzenbach 1967, S. 15 ff. Dessen Ausführungen beruhen auf J. M. Clark 1961, S. 63 ff.

4 Auf die Verteilungsfunktion soll hier nicht näher eingegangen werden, da die Berücksichtigung von Verteilungsaspekten den Rahmen dieser Arbeit übersteigen und zu nicht unerheblichen methodischen Problemen führen würde.

5 Vgl. auch H. Schumacher 1976a, S. 59.

Somit lassen sich zwei ökonomische Wettbewerbsfunktionen unterscheiden; dazu kommt noch die gesellschaftspolitische Funktion des Wettbewerbs.

- Die Allokationsfunktion kann als "laufende flexible Anpassung der Produktion und der Produktionskapazität ... an die sich ständig ändernde Nachfragestruktur und Produktionstechnik"¹ oder als optimale Aufteilung der verfügbaren Ressourcen charakterisiert werden. Dabei ist zwischen der (kurzfristigen) Anpassung der Preise an veränderte Nachfragestrukturen bei gegebener Produktionsstruktur und der (eher langfristigen) Anpassung der Produktionsgegebenheiten selbst zu unterscheiden.

- Ferner hat Wettbewerb die Innovationsfunktion zu erfüllen. Im Wettbewerb wird neues Wissen hervorgebracht und verbreitet; er ist geradezu "ein Verfahren zur Entdeckung von Tatsachen..., die ohne sein Bestehen entweder unerkannt bleiben oder doch zumindest nicht genutzt würden"². Dieses neue Wissen führt zu Produkt- und Prozeßinnovationen, d.h., zu neuen oder verbesserten Gütern und Herstellverfahren, aber auch zu Informationen über den technischen und organisatorischen Fortschritt.

Die beiden ökonomischen Funktionen des Wettbewerbs sind jedoch nicht unabhängig voneinander. Die Anpassung von Produktionsstrukturen und -kapazitäten an Änderungen der Nachfragepräferenzen kann technischen Fortschritt auslösen oder nur durch seinen Einsatz geleistet werden. Zudem gibt es neben autonomen ebenso fortschrittsinduzierte Änderungen der Käuferpräferenzen, die wiederum zu Anpassungen der Produktionsstruktur führen³.

- Neben den genannten, spezifisch ökonomischen Funktionen kann dem Wettbewerb auch eine allgemein gesellschaftspolitische Aufgabe zugesprochen werden, nämlich den am Wirtschaftsprozeß Beteiligten Freiheitsspielräume zu eröffnen und zu erhalten. Das heißt konkret:

¹ E. Kantzenbach 1967, S. 17.

² F. A. v. Hayek 1968, S. 249.

³ Vgl. K. Herdzina 1981, S. 251.

Der einzelne Unternehmer hat Dispositionsfreiheit über die ihm zur Verfügung stehenden Ressourcen, und der einzelne Konsument hat Wahlfreiheit zwischen verschiedenen Angeboten¹. Ihre Grenzen findet die individuelle Freiheit des einzelnen in der Freiheit der anderen; durch den Wettbewerb werden also Freiheitsräume nicht nur geschaffen, sondern auch abgegrenzt. Dadurch erfolgt aber auch eine Kontrolle individueller ökonomischer Macht, die nichts anderes bedeutet als die Möglichkeit, die Zahl der Alternativen für die Marktgegenseite zu verringern² oder die Partner der gleichen Marktseite in ihrer Dispositionsfreiheit einzuschränken. Auf die gesellschaftspolitische Funktion des Wettbewerbs wird jedoch im folgenden nicht mehr explizit eingegangen³.

Die Allokations- und die Innovationsfunktion des Wettbewerbs sind auf die Erzielung guter Marktergebnisse gerichtet. Marktergebnisse sind allerdings nicht im einzelnen prognostizierbar, da sie sich erst im Wettbewerbsprozeß ergeben und "... im ganzen verschieden von jenen sind, die irgend jemand bewußt hätte anstreben können ..." ⁴. Es ist aber möglich, Mustervoraussagen in bezug auf die Ergebnisse des Wettbewerbsprozesses zu treffen.

Allenfalls als Endpunkt, also als Ergebnis eines Wettbewerbsprozesses, kann sich auch "vollständige Konkurrenz" einstellen. Diese ist ja bekanntlich durch eine atomistische Marktstruktur, ein homogenes Güterangebot und vollkommene Markttransparenz gekennzeichnet. Aufgrund der beiden letztgenannten Bedingungen gibt es auf einem solchen Markt einen einheitlichen Preis, und Anbieter wie Nachfrager verfügen nur noch über einen Aktionsparameter, nämlich die (angebotene oder nachgefragte) Menge. Diese wird so gewählt, daß bei dem aktuellen, gegebenen Preis der Gewinn bzw. der Nutzen maximiert wird⁵. Eine derartige Situation wird jedoch bei funktionsfähigem Wettbewerbsprozeß keinen Bestand haben.

1 Vgl. H. Berg 1981, S. 215.

2 Vgl. H. Schmidbauer 1974, S. 38.

3 Vgl. zum Konzept der Wettbewerbsfreiheit insb. E. Hoppmann 1967 sowie R. Clapham 1981.

4 F. A. v. Hayek 1968, S. 250.

5 Vgl. z.B. J. Schumann 1980, S. 165 ff.

Die Bedingungen, unter denen der Wettbewerb die ökonomischen Funktionen nicht oder unvollständig erfüllt, werden im folgenden näher betrachtet. Generell liegt ein Versagen des Wettbewerbsprozesses dann vor, wenn die Marktergebnisse, die im Wettbewerb entstehen, als "unerwünscht" im Hinblick auf das wirtschaftspolitische Ziel "ökonomischer Wohlstand" anzusehen sind. Die staatlichen Interventionen im Bereich der Elektrizitätswirtschaft werden aber gerade mit derartigem "Wettbewerbsversagen" begründet. Daher wird im folgenden Abschnitt dargelegt, wie Wettbewerbsversagen zu definieren ist und in welchen Fällen der Wettbewerb die von ihm zu erwartenden Funktionen nicht erfüllt.

2.3 Wettbewerbs- und Marktversagen

Obgleich die ökonomische Terminologie sehr wohl Begriffe wie "Monopolmarkt", "Oligopolmarkt" usw. verwendet, ist häufig ein Wettbewerbsmarkt oder gar das Modell der vollständigen Konkurrenz gemeint, wenn von "Markt" ganz generell die Rede ist. Daher wird dann auch Marktversagen mit Wettbewerbsversagen gleichgesetzt und diagnostiziert, wenn auf einem Markt allokativen Ineffizienzen vorliegen¹. Externe Effekte, Nichtexistenz oder Instabilität von Gleichgewichten, ruinöses Konkurrenzverhalten, natürliche Monopole und öffentliche Güter werden gleichermaßen zur Begründung von "Marktversagen" herangezogen.

Grenzt man jedoch den Begriff "Markt" (Partial- oder Gesamtmarkt) als Synonym für "dezentrale Koordination der ökonomischen Aktivitäten über den Preismechanismus" vom Begriff "Wettbewerb" als "Abfolge differenzierender, kreativer, und nivellierender, adaptiver Aktionen auf einem Markt" ab, so ist zu erkennen, daß ein Versagen des dezentralen Koordinationsmechanismus in einer Wirtschaft einen völlig anderen Vorgang darstellt als eine Störung des Wettbewerbsprozesses.

1 Vgl. z.B. I. Vogelsang 1982, S. 3, E. Wille 1983, S. 4, H. Gröner 1981, S. 423 ff., H. Cox/H. Hübener 1981, S. 36 ff., K. Herdzina 1984, S. 105 f. Dagegen jedoch N. Eickhof 1984. Auf die extreme Auffassung, jegliche Abweichung vom Modell der vollständigen Konkurrenz, also etwa das Vorliegen ökonomischer Macht, stelle Marktversagen dar, soll hier nicht näher eingegangen werden.

Unter diesem Aspekt sind von den oben aufgeführten Tatbeständen die Nichtexistenz eines Gleichgewichts, die Existenz instabiler Gleichgewichte (bei Vorliegen anomaler Angebots- oder Nachfragefunktionen)¹ sowie das planmäßige Angebot öffentlicher Güter als Marktversagen nach unserer Definition zu klassifizieren².

Wettbewerbsversagen hingegen liegt vor, wenn die im vorigen Abschnitt dargelegten ökonomischen Funktionen des Wettbewerbs nicht erfüllt werden. Dabei lassen sich im einzelnen folgende Fälle unterscheiden:

(1) Störungen des Wettbewerbs können ganz allgemein sowohl auf Faktoren, die im Unternehmen selbst liegen, als auch auf Determinanten, die in der marktlichen Umwelt gegeben sind, zurückgeführt werden.

- Die letztgenannten Faktoren kann das einzelne Unternehmen nicht oder allenfalls mittelbar beeinflussen. Dazu zählen die Marktform und der Konzentrationsgrad³, Markteintritts- und Marktaustrittshindernisse, aber auch bestimmte Verhaltensweisen von Konkurrenten oder Nachfragern.

Die Vorstoßphase des Wettbewerbsprozesses ist ja durch die Einführung einer Innovation gekennzeichnet, mittels der sich ein Anbieter vor den anderen einen Vorsprung verschafft. Reagieren nun beispielsweise die Konkurrenten durch Imitation der Neuerung zu schnell, so geht der Anreiz zur Innovation, der aus der Möglichkeit zu Vorsprungsgewinnen resultiert, verloren. Erfolgt die Reaktion der Mitanbieter hingegen zu langsam oder gar nicht, so wird der Innovator seinen Marktanteil zu Lasten der Konkurrenten immer mehr ausweiten, bis sich schließlich sogar ein Monopol einstellen kann⁴. Die in angemessener Zeitspanne erfolgende Imitation der Neuerung ist für den Fortbestand des Wettbewerbsprozesses ebenso wichtig wie die Innovation selbst⁵; denn durch die Nivellierung der vom Initiator hervorgerufenen Leistungs differen-

1 Vgl. z.B. H. Bartling 1983, S. 333 f.

2 Die Problematisierung externer Effekte deutet nicht, wie häufig angenommen wird, auf Markt-, sondern eher auf Staatsversagen hin, nämlich auf unvollständige Definition der Property Rights. Vgl. A. Schüller 1983a, passim.

3 Die empirische Relevanz von Marktform und Konzentrationsgrad wird im Unterabschnitt 5.3.1.1 kritisch beurteilt werden.

4 Zum Zusammenhang von Reaktion der Konkurrenten, Marktphase und typologischer Zusammensetzung der Unternehmerschaft vgl. H. Schmidbauer 1974, S. 279 ff.

5 Vgl. auch K. Herdzina 1973, S. 75 f.

zen wird nicht nur die Neuerung den Konsumenten rasch und zu einem niedrigen Preis nahegebracht, sondern die Pionierunternehmer werden auch zu weiteren Innovationen angeregt¹. Ferner ist es erforderlich, daß eine hinreichend schnelle und starke Reaktion der Nachfrager auf die Einführung der Neuerung erfolgt, da nur dann der Erstanbieter zusätzliche Gewinne und Marktanteile erwarten kann.

Der Wettbewerb erfüllt demnach die Innovationsfunktion nicht oder nur unzureichend, wenn die Nachfrage unbeweglich ist und wenn die Reaktion der imitierenden Unternehmen zu schnell, zu langsam oder gar nicht erfolgt².

Im letztgenannten Fall kann allerdings auch Wettbewerbsversagen bezüglich der Allokationsfunktion vorliegen, sofern tatsächlich ein Monopol entstanden ist. Wird es nämlich durch ausreichend hohe Markteintrittsschranken vor potentiellen Konkurrenten geschützt³, so ist es zumindest zweifelhaft, ob der Alleinanbieter ein den Nachfragepräferenzen entsprechendes Angebot auf den Markt bringt oder die ihm zur Verfügung stehenden Ressourcen optimal einsetzt.

Markteintrittsschranken haben jedoch selbst dann negative Auswirkungen, wenn der Wettbewerbsprozeß zunächst noch funktioniert. Es besteht aber die Gefahr, daß durch das Ausscheiden ineffizienter Unternehmen die Zahl der im Markt befindlichen Anbieter so klein wird, daß wettbewerbsbeschränkende Verhaltensweisen praktiziert werden. Statt aktiven und reaktiven wettbewerblichen Verhaltens herrscht dann friedliches Oligopolverhalten vor⁴. In diesem Fall wird der Wettbewerb weder die Innovations- noch die Allokationsfunktion hinreichend erfüllen.

1 Vgl. H. Arndt 1952.

2 Eickhof bezeichnet einen "mittleren Herausforderungsgrad" der marktlichen Umwelt als eine Bedingung für Innovationsaktivitäten. Vgl. N. Eickhof 1982, S. 142 ff.

3 Definition und Auswirkungen von Markteintritts- und Marktaustrittshindernissen werden im Unterabschnitt 5.3.1.2 erörtert.

4 Vgl. H. Berg 1981, S. 218.

Andererseits wird der Wettbewerb auch durch das Vorliegen von Marktaustrittshindernissen in seiner Funktionsfähigkeit eingeschränkt. Denn Unternehmen, die den initiativen Aktionen eines Konkurrenten nicht folgen wollen oder können und auch selber keine Innovationen hervorbringen, die also im Vergleich zu den Mitanbietern immer weniger effizient werden, müssen aus dem Markt ausscheiden können bzw. selektiert werden¹.

- Im Gegensatz zu den soeben genannten unternehmensexternen Faktoren unterliegen unternehmensinterne Bestimmungsgründe dem direkten Einfluß des Unternehmens. Dazu gehören z.B. die Unternehmensgröße, die Unternehmensorganisation, die Verteilung der Handlungs- und Eigentumsrechte im Unternehmen sowie personelle Faktoren wie der Unternehmertyp oder die Motivation der Beschäftigten². Störungen des Wettbewerbsprozesses und insbesondere der Innovationsfunktion sind dann zu erwarten, wenn keine Pionierunternehmer vorhanden sind, die durch innovatorische Vorstöße den Wettbewerbsprozeß immer neu auslösen, wenn die Unternehmensorganisationen innovationsfeindlich oder -hemmend sind, oder kurz: wenn die erwähnten sowie weitere unternehmensinterne Faktoren das Innovationsverhalten der Unternehmen einschränken oder ganz unterbinden³. Welche Wirkungen im einzelnen auf die Innovationsaktivität zu erwarten sind, wird im 5. Kapitel noch ausführlich erörtert⁴.

1 Downie bezeichnet diesen Selektionsmechanismus als Transferprozeß. Vgl. J. Downie 1958, S. 60.

2 Vgl. zur Klassifizierung von Unternehmertypen J. A. Schumpeter 1964, S. 110 ff., E. Heuß 1965, S. 6 ff. Zum Problem der Motivation im Zusammenhang mit Innovationsaktivitäten vgl. N. Eickhof 1982, S. 185 ff., sowie W. Niopek 1986, S. 148 ff. Allerdings werden die hier angesprochenen personellen Faktoren im weiteren nicht vertieft; lediglich im Rahmen des Konzepts der X-Effizienz kommen wir kurz auf die Frage der Motivation zurück.

3 Weitere Determinanten der Innovationsaktivität, die unter Umständen auf die Innovationsfunktion des Wettbewerbs einwirken können, sind z.B. die Mitarbeiterqualifikation oder die technische Basis. Vgl. hierzu z.B. W. Niopek 1986, S. 131 ff., 148 ff.

4 Vgl. unsere Ausführungen auf S. 113 ff.

Zwischen den verschiedenen hier angeführten Bestimmungsgründen für ein Versagen des Wettbewerbs treten vielfältige Wechselwirkungen auf, wobei aus dem Vorliegen einzelner Faktoren nicht bereits auf den Tatbestand des Wettbewerbsversagens geschlossen werden kann. In den folgenden beiden Fällen kann jedoch zweifelsfrei Wettbewerbsversagen diagnostiziert werden.

(2) Im Fall ruinöser Konkurrenz liegen hohe Marktaustrittsschranken in Form von spezialisierten kapitalintensiven Produktionsanlagen vor. Der ruinöse Wettbewerb bewirkt, daß Konkurrenten aus dem Markt eliminiert werden, obwohl deren Verbleiben am Markt unter langfristigen Effizienzgesichtspunkten sinnvoll und erwünscht wäre¹. Dazu kann es insbesondere dann kommen, wenn auf einem Markt Überkapazitäten vorhanden sind und alle Unternehmen versuchen, durch Preissenkungen die Kapazitätsauslastung zu verbessern². Reagieren jedoch die Nachfrager nur relativ schwach auf den sinkenden Preis, so bleibt die Kapazitätsauslastung ungenügend, und die Gewinne der Unternehmen sinken sogar. Weitere Preissenkungen sind die Folge, bis schließlich die Durchschnittskosten nicht mehr gedeckt werden, so daß Unternehmen aus dem Markt ausscheiden müssen.

Sind nun die Produktionsanlagen so spezialisiert, daß sie nicht anderweitig verwendet werden können, so werden Anlagen verschrottet und damit Kapital vernichtet. Wenn dann die Nachfrage wieder zunimmt, müssen eventuell zusätzliche Kapazitäten errichtet werden - zu weit höheren Kosten, als wenn die bereits früher vorhandenen Anlagen erhalten worden wären³. Zudem ist nicht gesichert, daß diejenigen Unternehmen zuerst aus dem Markt ausscheiden müssen, die am wenigsten effizient produzieren. Ein finanzstarkes, diversifiziertes Unternehmen wird mittelfristig laufende Verluste eher auffangen können als ein Newcomer auf dem entsprechenden Markt, selbst bei gleich hoher unternehmensinterner Effizienz.

1 Vgl. z.B. J. Müller/I. Vogelsang 1979, S. 41 ff., A. E. Kahn 1971, S. 173 ff., sowie Ch. F. Phillips 1965, S. 24 ff., 40 ff.

2 Das ist im allgemeinen bei einer großen Anzahl von Marktteilnehmern zu erwarten; bei wenigen Unternehmen am Markt steigt die Neigung und auch die Möglichkeit zu wettbewerbsbeschränkenden Absprachen. Vgl. H. Bartling 1983, S. 340 f.

3 Vgl. A. E. Kahn 1971, S. 174.

Bei Vorliegen der Bedingungen ruinöser Konkurrenz versagt also der Wettbewerb zumindest hinsichtlich seiner Allokationsfunktion, längerfristig wohl auch hinsichtlich der Innovationsfunktion¹.

(3) Ferner versagt der Wettbewerb im Fall des natürlichen Monopols. Ein natürliches Monopol ist dann gegeben, wenn die Kostenfunktion einer Produktionsrichtung strikt subadditiv ist, das heißt: die Nachfrage nach einem Gut auf einem bestimmten Markt kann am kostengünstigsten von einem einzigen Anbieter befriedigt werden². Eine hinreichende, jedoch nicht notwendige Bedingung hierfür stellen stetig abnehmende Durchschnittskosten bei steigender Outputmenge dar. Wettbewerb zwischen mehreren Produzenten würde auf einem solchen Markt also zu schlechteren Ergebnissen, das heißt höheren Erzeugungskosten, führen als ein Monopol, das in diesem Fall als effizienzüberlegene Lösung im Wettbewerbsprozeß entsteht.

Der natürliche Monopolist kann nun - unter bestimmten Bedingungen³ - ebenso wie jeder andere etablierte Alleinanbieter eine monopolistische Preispolitik betreiben und ist nicht zu innovativen Aktivitäten gezwungen. Dann werden aber weder die Allokationsfunktion noch die Innovationsfunktion des Wettbewerbs hinreichend erfüllt, und es liegt Wettbewerbsversagen vor.

In den Bereichen der Wirtschaft, in denen aus den vorstehend genannten Gründen Markt bzw. Wettbewerb versagen, ist zu prüfen, ob die "unsichtbare Hand" (des Wettbewerbs- oder Marktprozesses) durch die "sichtbare Hand" (des Staates) ersetzt werden sollte, um eine optimale Ressourcenaufteilung und -verwendung sowie eine hohe Fortschrittsrate zu sichern.

1 Dann liegt nach Eickhof eine Strukturkrise vor. Vgl. N. Eickhof 1982, S. 15 ff.

2 Vgl. hierzu unsere Ausführungen im 4. Kapitel.

3 Dazu gehört unter anderem der Schutz vor potentieller Konkurrenz (z.B. Rosinenpicker). Vgl. ebenfalls die Darstellung im 4. Kapitel dieser Arbeit, insb. im Abschnitt 4.2.

Dabei ist allerdings zu beachten, daß staatliche Interventionen in Wettbewerbsprozesse häufig auch dann erfolgen, wenn gar kein Wettbewerbsversagen vorliegt, sondern ein solches von den betroffenen Unternehmen oder Branchen nur vorgeschoben wird¹. Doch selbst, wenn tatsächlich ein Fall es Wettbewerbsversagens gegeben ist, ist nicht sicher, daß es durch die staatlichen Eingriffe behoben wird. Mit anderen Worten: Ein Versagen des Wettbewerbs "erlaubt noch nicht den Schluß auf die Überlegenheit anderer Alternativen"². Vielmehr kann an die Stelle von Wettbewerbsversagen Staatsversagen treten - mit ebenso erheblichen negativen Auswirkungen auf die statische und dynamische Effizienz in den betroffenen Bereichen³.

Im Einzelfall sollte daher eine Effizienzabwägung vorgenommen werden, um festzustellen, ob staatliche Eingriffe erforderlich sind, um die ökonomische Wohlfahrt zu verbessern. Dabei müssen den volkswirtschaftlichen Kosten, die aufgrund von Wettbewerbsversagen entstehen (z.B. überhöhte Preise, veraltete und damit zu teure Produktionstechnik, Nichtdurchführung von Prozeß- und Produktinnovationen), diejenigen Kosten gegenübergestellt werden, die durch die Staatsinterventionen, etwa durch Regulierung, entstehen (z.B. Informationskosten sowie ebenfalls die Kosten "falscher" Preise und nichtdurchgeführter Innovationen). Ein realistischer Vergleich der jeweiligen Kosten wird häufig zu dem Ergebnis führen, daß die auf Wettbewerbsversagen zurückzuführenden Wohlfahrtsverluste geringer sind als die von "Staatsversagen" verursachten⁴.

1 Vgl. I. Vogelsang 1982, S. 4 ff., N. Eickhof 1984, sowie ders. 1985a, S. 15 ff.

2 I. Vogelsang 1982, S. 3.

3 Vgl. z.B. M. Neumann 1982b, S. 327 ff. Gleiches gilt selbstverständlich auch für staatliche bzw. öffentliche Unternehmen.

4 Auf diesen Fragenkreis wird bei der Behandlung der einzelnen Effizienzkonzepte noch näher eingegangen. Vgl. insb. unsere Ausführungen in den Abschnitten 3.2.1.2 und 5.3.2.

Zusammenfassend ist festzustellen, daß Markt- und Wettbewerbsversagen unterschiedliche Tatbestände darstellen und daher getrennt betrachtet werden müssen. Wir wenden uns in dieser Arbeit allerdings allein dem Versagen des Wettbewerbs zu, wobei der Fall ruinöser Konkurrenz nicht weiter behandelt wird. Dagegen werden die auf marktstrukturelle Gegebenheiten sowie auf das Vorliegen eines natürlichen Monopols zurückzuführenden Fälle des Wettbewerbsversagens untersucht, die im Zusammenhang mit der hier behandelten Elektrizitätswirtschaft von besonderem Interesse sind.

Denn die Begründung für die im Bereich der Elektrizitätswirtschaft weit verbreiteten Staatsinterventionen - nämlich "elektrizitätswirtschaftliche Branchenbesonderheiten" - beruht letztlich auf einigen der genannten Argumente für Wettbewerbsversagen (unbewegliche und nicht preiselastische Nachfrage, hohe Markteintrittsschranken, natürliches Monopol). Dabei wird im zweiten und dritten Teil der Arbeit zu klären versucht, ob und inwieweit die "sichtbare Hand des Staates" die aus dem angenommenen Wettbewerbsversagen resultierenden schlechten Marktergebnisse verbessern kann und positive Auswirkungen auf die statische sowie auf die dynamische Effizienz zeitigt. Ob die staatlichen Eingriffe überhaupt durch das Vorliegen von Branchenbesonderheiten gerechtfertigt sind, wird im 6. Kapitel gesondert untersucht¹.

Im folgenden Kapitel werden nun zunächst die Konzeptionen der statischen Effizienz erläutert, wobei insbesondere die Aspekte, die für die Elektrizitätswirtschaft relevant sind, herausgearbeitet werden.

1 Vgl. unsere Ausführungen auf S. 188 ff.

3. Kapitel: Die Konzeptionen der statischen Effizienz

In dem vorliegenden Kapitel wenden wir uns zwei statischen Effizienzkonzeptionen zu, nämlich der Theorie der Allokationseffizienz und der Theorie der X-Effizienz. Allerdings stellt sich im Hinblick auf die im vorhergehenden Kapitel geschilderte dynamische Auffassung der Wettbewerbs- bzw. Marktprozesse die Frage, inwieweit ein statischer Maßstab zu deren Bewertung überhaupt geeignet ist. Auf dieses Problem soll zunächst - bezogen vor allem auf die statische Allokationseffizienz - eingegangen werden¹.

3.1 Zur Relevanz der statischen Betrachtungsweise

Obwohl mit der Allokationseffizienz lediglich Endzustände des Wirtschaftsprozesses bewertet werden können, ermöglicht das statische Modell, das im Unterabschnitt 3.2 ausführlich erörtert wird, auch in einer sich entwickelnden Wirtschaft Aussagen über die Realisierung oder Nichtrealisierung von Effizienz. Doch müssen einerseits die Bedingungen und Grenzen des Modells hinreichend klargestellt und andererseits die fehlenden Alternativen bewußt gemacht werden.

Grundlegend ist die Hypothese, daß in der Wirtschaft eine Tendenz zu Gleichgewichten besteht und diese auch nach exogenen Änderungen von Umweltbedingungen wieder zustandekommen². Ebenso wie bei der dem Modell der Allokationseffizienz zugrunde liegenden stationären Welt ist es dann bei einer sich entwickelnden Wirtschaft zumindest möglich, mittels komparativ- statischer Betrachtung von zwei unterschiedlichen Situationen eine Prognose darüber zu bilden, in welche Richtung sich bestimmte Parameter verändern, wenn andere Parameter oder die Rahmen-

¹ Das Verhältnis zwischen statischer Modellanalyse und dynamisch-evolutionärer Wirtschaft stellt nach wie vor ein Problem dar. Vgl. z.B. G. Bombach 1976, S. 410, sowie H. Grosseckler 1985, S. 122 ff.

² Vgl. M. Neumann 1982b, S. 2.

bedingungen variieren. Aber diese Prognosen "gelten lediglich der Tendenz nach und stets nur innerhalb einer größeren Zahl von vergleichbaren Fällen"¹; sie sind also als qualitativ und stochastisch anzusehen. Der Prozeß, der zu den jeweiligen Endzuständen bzw. Gleichgewichten hinführt, und die sich endogen herausbildenden Veränderungen können hingegen nicht analysiert werden.

Die wirtschaftspolitische Relevanz der auf der Grundlage des statischen Modells gewonnenen Prognosen hinsichtlich der Effizienz bestimmter Situation liegt daher nicht darin, daß beispielsweise konkrete Marktergebnisse im Einzelfall ermittelt werden, sondern in der Möglichkeit, in gesamtwirtschaftlicher Sicht und für den Durchschnitt vieler Fälle (qualitativ) richtige Ergebnisse ableiten zu können. Mit anderen Worten: Im Rahmen der Konzeption der statischen Effizienz kann nicht der statisch effiziente Güterpreis X auf dem Markt Y ermittelt werden; hingegen ist die Prognose von Musterergebnissen sehr wohl möglich².

Die zahlreichen restriktiven Voraussetzungen des Modells, die sicherlich keine realitätsgetreue Abbildung einer dynamischen Wirtschaft erlauben, spielen zudem in bezug auf bestimmte Fragestellungen keine dominierende Rolle. Sofern nur die auf der Grundlage des Modells erstellten Prognosen sich bewähren, d.h., wenn der empirische Gehalt der Hypothesen erwiesen ist, wird die "Richtigkeit" oder "Fehlerhaftigkeit" der Prämissen irrelevant³. Außerdem gibt es verschiedene Ansätze, um die Reichweite der statischen Konzeption auszudehnen, indem beispielsweise externe Effekte oder Marktmacht explizit berücksichtigt werden⁴.

1 H. Grossekkettler 1985, S. 123.

2 Vgl. auch unsere Ausführungen auf S. 18 f.

3 Vgl. H. Grossekkettler 1985, S. 124 f.

4 Vgl. auch die Ausführungen im Unterabschnitt 3.2.1.2.

Damit erhält die Konzeption der Allokationseffizienz auch bei der Bewertung dynamischer Wirtschaftsprozesse ihre Bedeutung. Es können Mustervoraussagen abgeleitet werden, die, wenn sie auch nicht auf jeden Einzelfall anwendbar sind, grundsätzlich ein zutreffendes Bild - ist Effizienz realisiert oder nicht? - vermitteln. Zudem kann das statische geschlossene Modell die Interdependenz der ökonomischen Vorgänge - allerdings um den Preis zahlreicher vereinfachender Annahmen - erfassen und verdeutlichen.

Hinzu kommt, daß Alternativen zum statischen Modell kaum existieren. Es gibt keine vergleichbare, in sich geschlossene "Konzeption der dynamischen Effizienz"; allenfalls existieren einzelne Elemente einer solchen dynamischen Effizienztheorie, die wir im 5. Kapitel darstellen. Insofern ist das Modell der statischen Allokationseffizienz nach wie vor notwendig und auch - unter Berücksichtigung der genannten Einschränkungen - geeignet, "um Orientierungen zur Erklärung der Realität zu gewinnen"¹. Doch sollte jegliche statische Effizienzbetrachtung durch eine dynamische Analyse ergänzt werden.

Dabei ist allerdings zu beachten, was im Abschnitt 2.1 bereits angedeutet wurde: Die Ergebnisse statischer und dynamischer Effizienzanalyse können sich widersprechen. Das Vorliegen statischer Ineffizienz kann durch bestehende dynamische Effizienz relativiert, kompensiert oder sogar überkompensiert werden².

1 M. Neumann 1982a, S. 314.

2 Entstehen z.B. in einem Markt Gewinne, weil der Marktpreis für einige Unternehmen über den Grenzkosten und den Durchschnittskosten liegt, d.h., ist im statischen Sinne Ineffizienz gegeben, so kann der daraus resultierende Wohlfahrtsverlust mehr als ausgeglichen werden, wenn die Unternehmen diese Gewinne überwiegend in verstärkte FuE-Aktivitäten investieren und dadurch die Innovationsaktivität tatsächlich ansteigt. Vgl. G. Bombach 1976, S. 411, 413.

In einer durch Evolution und Wachstum gekennzeichneten Wirtschaft kommt aber letztlich der dynamischen Effizienz die größere Bedeutung zu. Diesem Aspekt soll im folgenden dadurch Rechnung getragen werden, daß die in der Literatur unter Außerachtlassen anderer Effizienzformen dominierende Beschränkung auf Fragen der Allokationseffizienz durch Ansätze zu einem Konzept der dynamischen Effizienz ergänzt wird. Darin ist ein Schritt in Richtung einer umfassenderen, ökonomischen Effizienzanalyse zu sehen.

Die Beschränkung auf einen herausgehobenen Sektor der Volkswirtschaft erfolgt dabei in Kenntnis der Problematik einer Partialanalyse. Diese ist grundsätzlich nur dann zu rechtfertigen, wenn unterstellt werden kann, daß die Interdependenz des betrachteten Marktes mit den anderen Märkten der Volkswirtschaft relativ schwach ausgeprägt ist. Im Zusammenhang mit Energiemärkten ist diese Voraussetzung zwar nicht erfüllt, da nahezu jegliche Produktion Energie benötigt. Gleichwohl erscheint eine Partialanalyse vertretbar, da die Totalanalyse aller Märkte schwierige theoretische und methodische Probleme aufwirft. Da zudem bezweifelt werden muß, daß der (unter Umständen geringe) analytische Mehrertrag einer Totalanalyse den erforderlichen Aufwand rechtfertigt, wird die Effizienz in der deutschen und französischen Elektrizitätswirtschaft unter Inkaufnahme der Ungenauigkeit der Partialanalyse untersucht und verglichen.

3.2 Die Theorie der Allokationseffizienz

Ganz generell wird Effizienz, wie bereits erläutert, als Maß dafür angesehen, ob ein Wirtschaftssystem die knappen Ressourcen optimal zur Bedürfnisbefriedigung einzusetzen vermag. Mit der Konzeption der statischen Allokationseffizienz wird nun eine stationäre Wirtschaft bewertet und untersucht, unter welchen Bedingungen darin die Verteilung der Güter und Faktoren optimal ist im Hinblick auf das Ziel "wirtschaftlicher Wohlstand". Die Realisierung von Effizienz im Sinne dieser statischen Allokationseffizienz wird anhand der folgenden formalen Bedingungen bestimmt.

3.2.1 Das Modell des Pareto-Optimums¹

Das auf V. Pareto zurückgehende Modell des sozialökonomischen Optimums enthält zahlreiche einschränkende Annahmen über die zugrunde liegende Wirtschaftsstruktur. Es wird von einer gegebenen Bevölkerung mit konstanten Präferenzen, von einem gegebenen Bestand an Produktionsfaktoren, von den tatsächlich produzierten Gütern, von einer gegebenen und optimalen Einkommensverteilung und von einem unveränderlichen, gegebenen Stand des technischen Wissens ausgegangen². Andererseits sind keine interpersonellen Nutzenvergleiche wie in anderen wohlfahrtsökonomischen Ansätzen notwendig, um einen Maßstab für die gesellschaftliche Wohlfahrt, d.h. eine Wohlfahrtsfunktion, zu konstruieren; vielmehr beruht die paretianische Wohlfahrtsfunktion allein auf den individuellen Nutzenvorstellungen der Mitglieder der Gesellschaft, ohne daß der Nutzen kardinal quantifiziert werden muß³. Das bedeutet: Die Erhöhung

1 Vgl. zum folgenden insb. N. Ruggles 1949a, S. 29 ff., H. Giersch 1961, S. 97 ff., E. Sohmen 1976, S. 30 ff., Th. Pütz 1979, S. 96 ff., sowie M. Streit 1979, S. 5 ff.

2 Weiterhin liegen dem Modell die üblichen neoklassischen Annahmen über die Eigenschaften von Indifferenzkurven, Isoquanten usw. zugrunde. Die Produktionsfunktionen sind stetig und differenzierbar. Ferner wird von konstanten oder abnehmenden Skalenerträgen ausgegangen. Vgl. im einzelnen M. Neumann 1982a, S. 65, 106, passim. Zu den in den Annahmen implizierten Werturteilen vgl. Th. Pütz 1979, S. 97 ff.

3 Allerdings wird angenommen, daß der Grenznutzen des Einkommens konstant ist. Vgl. N. Ruggles 1949b, S. 122. Die bei der Konstruktion von Wohlfahrtsfunktionen auftretenden Probleme werden ausführlich erörtert bei H. Giersch 1961, S. 97 - 106.

der Wohlfahrt eines einzigen Wirtschaftssubjektes verbessert auch die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt.

Das Pareto-Kriterium umschreibt das in exakter Terminologie wie folgt: Eine bestimmte Verteilung der Güter und Faktoren in der Wirtschaft ist einer anderen vorzuziehen, wenn durch die Veränderung der Aufteilung kein Wirtschaftssubjekt schlechter gestellt wird und mindestens bei einem Mitglied der Gesellschaft eine Zunahme seines Nutzenniveaus eintritt. Innerhalb der gegebenen Wirtschaftsstruktur ist also ein Maximum an Wohlfahrt, eine optimale Versorgung mit Gütern und Leistungen solange nicht erreicht, wie auch durch nur marginale Umverteilungen der Güter unter den Nachfragern und der Faktoren unter den Unternehmen noch eine Verbesserung des Nutzenniveaus einzelner und damit der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt erzielt werden kann. Im sozialökonomischen Optimum müssen demnach bestimmte Marginalbedingungen erfüllt sein.

3.2.1.1 Die Marginalbedingungen

Zur Vereinfachung der formalen Darstellung des Pareto-Modells wird von einer Wirtschaft ausgegangen, in der es nur zwei Güter, zwei Produktionsfaktoren und zwei Wirtschaftssubjekte gibt, die gleichzeitig als Konsumenten und als Produzenten agieren. Grundsätzlich sind die Ergebnisse jedoch auch auf komplexe Wirtschaftsstrukturen übertragbar.

Unter den oben genannten Bedingungen, die einen statischen Rahmen darstellen, kann die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt W in Abhängigkeit vom jeweiligen Nutzen U_i der Wirtschaftssubjekte 1 und 2 folgendermaßen dargestellt werden¹:

$$W = W [U_1(x_1, y_1, a_1, b_1), U_2(x_2, y_2, a_2, b_2)] .$$

¹ Vgl. zum folgenden insb. E. Sohmen 1976, S. 32 ff.

Dabei wird angenommen, daß die gesamte von den Gütern X und Y produzierte Menge von den Wirtschaftssubjekten konsumiert wird und daß die von den Wirtschaftssubjekten zur Verfügung gestellten Mengen der Faktoren A und B insgesamt in der Produktion eingesetzt werden. Die Tatsache, daß in der Wirtschaft Produktionsfaktoren nicht unbegrenzt zur Verfügung stehen, also Knappheit herrscht, und daß die Produktionstechnik gegeben und unveränderbar ist, wird in der allgemeinen Produktionsfunktion

$$F(X,Y,A,B) = 0$$

ausgedrückt, die die Gesamtmengen der produzierten Güter X und Y in Beziehung setzt mit den Gesamtmengen der verfügbaren Produktionsfaktoren A und B.

Wird nun die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtsfunktion unter der durch die Produktionsfunktion dargestellten Nebenbedingung maximiert, so ergeben sich die folgenden fünf "Marginalbedingungen", deren Erfüllung ein Maximum an Wohlfahrt und statische Allokationseffizienz beinhaltet¹:

(1) Die Aufteilung der Produktionsfaktoren auf die Produzenten (Unternehmen) ist optimal, wenn das physische Grenzprodukt eines Faktors bei der Erzeugung eines Gutes bei allen Produzenten gleich ist. Es gilt dann z.B. für Gut X

$$(3.1) \quad \frac{\delta F / \delta a_1}{\delta F / \delta X} = \frac{\delta F / \delta a_2}{\delta F / \delta X} \quad \text{bzw.} \quad \frac{\delta F / \delta b_1}{\delta F / \delta X} = \frac{\delta F / \delta b_2}{\delta F / \delta X} .$$

(2) Die Produktionsfaktoren werden in optimaler Weise kombiniert, wenn das Verhältnis der physischen Grenzprodukte zweier Faktoren bei der Herstellung eines Gutes bei allen Produzenten gleich ist. Die ge-

¹ Dazu wird i.a. die Methode der Lagrange -Multiplikatoren verwendet. Die analytische Ableitung wird hier jedoch nicht im einzelnen dargestellt, da es uns allein auf das Ergebnis, nämlich auf die Marginalbedingungen und ihren ökonomischen Gehalt, ankommt. Vgl. jedoch z.B. M. Intriligator 1971, S. 28 ff.

samtwirtschaftlichen Durchschnittskosten bei der Erzeugung dieses Gutes sind in diesem Fall so gering wie möglich.

Dann ergibt sich z.B. für Gut X:

$$(3.2) \quad \frac{\delta F / \delta a_1}{\delta F / \delta X} : \frac{\delta F / \delta b_1}{\delta F / \delta X} = \frac{\delta F / \delta a_2}{\delta F / \delta X} : \frac{\delta F / \delta b_2}{\delta F / \delta X}, \text{ oder vereinfacht}$$
$$\frac{\delta X / \delta a_1}{\delta X / \delta b_1} = \frac{\delta X / \delta a_2}{\delta X / \delta b_2}.$$

(3) Die optimale Arbeitsteilung unter den Unternehmen ist erreicht, wenn die Grenzzraten der Substitution zweier Güter in der Produktion bei allen Produzenten gleich sind, d.h. wenn die Grenzzraten der Transformation in allen Unternehmen übereinstimmen. Das bedeutet auch, daß das Verhältnis der Grenzkosten bei der Produktion dieser Güter bei allen Produzenten gleich ist.

Es gilt dann:

$$(3.3) \quad \frac{\delta F / \delta y_1}{\delta F / \delta x_1} = \frac{\delta F / \delta y_2}{\delta F / \delta x_2}.$$

Die Bedingungen 3.1 bis 3.3 kennzeichnen gemeinsam die Maximierung der Produktion bzw. das Optimum der Faktorallokation im Produktionsprozeß.

(4) Das Optimum des Güteraustausches ist dann erreicht, wenn das reziproke Verhältnis der Grenznutzen zweier Güter, also die Grenzrate der Substitution, bei allen Wirtschaftssubjekten, die diese Güter erwerben möchten, gleich ist.

Somit gilt:

$$(3.4) \quad \frac{\delta U_1 / \delta y}{\delta U_1 / \delta x} = \frac{\delta U_2 / \delta y}{\delta U_2 / \delta x}.$$

(5) Eine optimale Produktionsstruktur ist gekennzeichnet durch die Übereinstimmung von Grenzrate der Transformation und Grenzrate der Substitution zweier Güter.

Das heißt:

$$(3.5) \quad \frac{\delta U_i / \delta Y}{\delta U_i / \delta X} = \frac{\delta F / \delta Y}{\delta F / \delta X}.$$

Jedes durch diese notwendigen, jedoch nicht hinreichenden Bedingungen¹ definierte Pareto-Optimum kann nur ein relatives Optimum sein, da es auf der Grundlage gegebener Nutzenverteilungen abgeleitet wurde. Verteilungsänderungen können mit dem Pareto-Kriterium nicht bewertet werden². Das "Optimum optimorum" müßte aus den zahlreichen lokalen Pareto-Optima ausgewählt werden, indem die Marginalbedingungen durch Struktur- oder Totalbedingungen ergänzt werden. Ein absolutes Maximum der gesellschaftlichen Wohlfahrt wäre dann erreicht, wenn weder eine Veränderung der Outputmenge irgendeines Gutes (darin eingeschlossen die Produktion völlig neuer Güter) durch irgendein Unternehmen, noch eine Veränderung des Konsums irgendeines Gutes (auch von neuen Gütern) durch eine Person, noch die Veränderung der Einsatzmenge irgendeines Faktors (auch von Null auf positive Werte) bei der Produktion eines Gutes zu einer weiteren Wohlfahrtserhöhung führen würden³. In den Totalbedingungen werden also nicht nur marginale Änderungen erfaßt, sondern Strukturänderungen, die sich ergeben, wenn ein völlig neues Produkt hergestellt wird, ein Unternehmen neu gegründet wird, ein neuer Produktionsfaktor eingesetzt wird usw.⁴

Jedes Pareto-Optimum ist nun über den Konkurrenzmechanismus realisierbar, wie er im Modell der vollständigen Konkurrenz beschrieben wird. Liegen also eine atomistische Struktur auf Güter- und Faktormärkten, ein homogenes Güter- und Faktorangebot sowie vollkommene Markttransparenz vor und existieren weder Unteilbarkeiten noch Immobilitäten oder externe Effekte, dann kommen jeweils einheitliche Güter- und Faktorpreise zustande. Produzenten und Konsumenten verfügen allein

1 Auf die Bedingungen zweiter Ordnung für ein Maximum soll hier nicht näher eingegangen werden. Vgl. hierzu z.B. E. Sohmen 1976, S. 63 ff.

2 Zur Lösung dieses Problems wurden im Rahmen der neueren Wohlfahrtsökonomie zahlreiche Kompensationskriterien entwickelt, deren Anwendung den Bereich der nach dem Pareto-Kriterium bewertbaren Situationen wesentlich erweitert. Vgl. die Übersichten bei N. Ruggles 1949a, S. 31 - 41, H. Ehlert 1968, S. 11 - 58, sowie B. Külpe/E. Knappe 1984, S. 77 ff.

3 Vgl. M. Reder 1968, S. 38.

4 Vgl. H. Giersch 1961, S. 121 ff. Auch im Fall von Strukturverschiebungen wird jedoch von einer gegebenen und optimalen Einkommensverteilung ausgegangen, denn die Bewertung von Verteilungsänderungen würde interpersonelle Nutzenvergleiche notwendig machen.

über den Aktionsparameter Menge und passen bei rationalem Verhalten die (angebotene bzw. nachgefragte) Menge so an den von ihnen nicht beeinflussbaren Preis an, daß ihr Gewinn bzw. Nutzen maximiert wird.

Ein gewinnmaximierendes Unternehmen wird nun den Faktoreinsatz bei der Produktion eines Gutes solange erhöhen, bis das Grenzwertprodukt jedes Faktors gleich dem Faktorpreis ist¹. Es gilt dann für die Produktionsrichtung X:

$$(3.6) \quad p_x \cdot \frac{\delta x}{\delta a_x} = p_a \quad \text{sowie} \quad p_x \cdot \frac{\delta x}{\delta b_x} = p_b$$

und für die Produktionsrichtung Y:

$$(3.7) \quad p_y \cdot \frac{\delta y}{\delta a_y} = p_a \quad \text{sowie} \quad p_y \cdot \frac{\delta y}{\delta b_y} = p_b.$$

Da bei vollkommenen Märkten für alle Unternehmen dieselben Faktorpreise gelten, ist also das Grenzwertprodukt eines Faktors in allen Produktionsrichtungen gleich.

Eine Umformung der Gleichungen 3.6 und 3.7 ergibt:

$$(3.8) \quad \frac{\delta x}{\delta a_x} = \frac{p_a}{p_x}, \quad \frac{\delta x}{\delta b_x} = \frac{p_b}{p_x} \quad \text{bzw.} \quad \frac{\delta y}{\delta a_y} = \frac{p_a}{p_y}, \quad \frac{\delta y}{\delta b_y} = \frac{p_b}{p_y}.$$

In jeder Produktionsrichtung dehnen die Unternehmen den Faktoreinsatz also so weit aus, bis das physische Grenzprodukt jedes Faktors gleich dem Verhältnis von Faktor- und Güterpreis wird. Damit ist zugleich die erste Marginalbedingung erfüllt.

Aus den Gleichungen 3.8 ist ferner das Verhältnis der physischen Grenzprodukte der Faktoren zu erkennen:

¹ Vgl. zum folgenden insb. M. Reder 1968, S. 39 ff., E. Sohmen 1976, S. 68 ff., M. Neumann 1982a, S. 180 ff., sowie B. Külpe 1976, S. 1 ff.

$$(3.9) \quad \frac{\delta X / \delta a_x}{\delta X / \delta b_x} = \frac{p_a}{p_b} = \frac{\delta Y / \delta a_y}{\delta Y / \delta b_y}.$$

Da annahmegemäß die Faktorpreise vom Markt vorgegeben und vom einzelnen Unternehmen nicht beeinflussbar sind, gilt im Konkurrenzgleichgewicht für alle Produktionsrichtungen das gleiche Faktorpreisverhältnis; dies impliziert, daß das Verhältnis der physischen Grenzprodukte der Faktoren oder die technische Grenzrate der Faktorsubstitution in allen Unternehmen gleich ist. Das entspricht der Realisierung der zweiten Marginalbedingung für ein Pareto-Optimum.

Ebenso kann gezeigt werden, daß die Grenzrate der Transformation der beiden Güter X und Y dem umgekehrten Güterpreisverhältnis entspricht, und zwar bei allen Unternehmen, die diese Güter herstellen¹.

Unternehmen, die ihren Gewinn maximieren wollen, werden nun die Menge jedes von ihnen produzierten Gutes so weit ausdehnen, bis die Grenzkosten der Produktion gleich dem (gegebenen) Güterpreis sind. Daher haben alle Unternehmen, die die beiden Güter X und Y produzieren, das gleiche Grenzkostenverhältnis. Auch die dritte Marginalbedingung des Pareto-Optimums ist damit im Konkurrenzgleichgewicht realisiert. Verhalten sich die Personen - wie oben vorausgesetzt - als Nutzenmaximierer und Mengenanpasser, so folgt aus der Maximierung ihrer Nutzenfunktion $U(X, Y, A, B)$ unter der Nebenbedingung des Budgetausgleichs:

$$(3.10) \quad \frac{\delta U_1 / \delta x_1}{\delta U_1 / \delta y_1} = \frac{\delta U_2 / \delta x_2}{\delta U_2 / \delta y_2} = \frac{p_x}{p_y}.$$

Das reziproke Verhältnis der Grenznutzen aus dem Konsum zweier Güter bzw. die Grenzrate der Substitution ist für alle Konsumenten gleich dem Güterpreisverhältnis, da annahmegemäß die Güterpreise für alle Wirtschaftssubjekte gleich sind. Auch die vierte Marginalbedingung des Pareto-Optimums ist also im Konkurrenzgleichgewicht erfüllt.

Wenn sich, wie ja vorausgesetzt wurde, alle Wirtschaftssubjekte als

¹ Vgl. aber die Kritik bei E. Sohmen 1976, S. 79 f.

Mengenanpasser verhalten und wenn aufgrund der vollkommenen Märkte für Güter und Faktoren in der gesamten Wirtschaft einheitliche Preise gelten, so ist auch die fünfte Marginalbedingung des Pareto-Optimums im Konkurrenzgleichgewicht realisiert. Die Grenzrate der Transformation zweier Güter ist, wie gezeigt wurde, in allen Unternehmen, die diese Güter herstellen, gleich dem umgekehrten Güterpreisverhältnis, und ebenso ist die Grenzrate der Substitution zweier Güter bei allen Konsumenten, die diese Güter nachfragen, gleich dem reziproken Preisverhältnis. Dann gilt jedoch die Übereinstimmung von Grenzrate der Transformation und Grenzrate der Substitution.

Unter den Bedingungen der vollständigen Konkurrenz wird also Allokationseffizienz erreicht, indem gegebene Ressourcen unter Einsatz einer gegebenen Produktionstechnik effizient in Güter transformiert und diese dann entsprechend der gegebenen Ausgangsverteilung der Ressourcen und der gegebenen Präferenzordnung pareto-optimal verteilt werden. Ein System von Grenzkostenpreisen in der ganzen Wirtschaft führt zu einer pareto-optimalen Produktionsstruktur, die wiederum - wie oben dargelegt - die Realisierung des Tauschoptimums sowie des Produktionsoptimums voraussetzt.

Allerdings beruht dieses Ergebnis auf sehr starken Annahmen; die wichtigsten werden hier nochmals zusammengefaßt¹:

- Das Pareto-Optimum ist allein in einem statischen Rahmen für eine stationäre Wirtschaft definiert.
- Alle Wirtschaftssubjekte verhalten sich auf allen Märkten als Mengenanpasser; ferner verfolgen die Produzenten das Ziel der Gewinnmaximierung, die Konsumenten das der Nutzenmaximierung.
- Die volkswirtschaftlichen Kosten der Güterproduktion sind gleich den einzelwirtschaftlichen; es existieren also keine externen Effekte.
- Für alle Wirtschaftssubjekte gelten die gleichen Güterpreisverhältnisse. Das bedeutet, daß alle Wirtschaftssubjekte derselben Marktseite den gleichen Güterpreis zahlen bzw. erhalten.

1 Vgl. auch B. Külp 1976, S. 6 f.

- Es liegen abnehmende oder konstante Skalenerträge in der Güterproduktion vor.
- Güter und Faktoren sind beliebig und unbegrenzt teilbar.
- Grundsätzlich existiert ein allgemeines Gleichgewicht zwischen Konsumenten und Produzenten. Sollten individuelle Ungleichgewichte auftreten, so bewirken die Reaktionen der Wirtschaftssubjekte darauf eine Verminderung dieser Ungleichgewichte; es besteht also auch eine Tendenz zum Gleichgewicht.

3.2.1.2 Modifikationen des Pareto-Modells

Die im vorigen Unterabschnitt genannten Voraussetzungen für ein Pareto-Optimum sind nun in der wirtschaftlichen Realität keineswegs immer erfüllt¹. Im Gegenteil: Im allgemeinen ist damit zu rechnen, daß zahlreiche Abweichungen von den Modellprämissen vorliegen, so daß auch die Marginalbedingungen für das Pareto-Optimum verfehlt werden. Das hat zur Folge, daß das Wohlfahrtsoptimum nicht erreicht bzw. die effiziente Allokation der Ressourcen nicht realisiert wird.

Für die Wirtschaftspolitik gibt es in dieser Situation drei mögliche Strategien²:

- Man vertraut auf die "automatische" Korrektur der Unvollkommenheiten durch die Marktkräfte, verfolgt also eine Politik des Laissez-faire.
- Einzelne identifizierte Abweichungen von den Modellbedingungen werden vermindert bzw. ganz beseitigt. Das bedeutet, daß man die modelltechnisch beste Lösung zu realisieren versucht.

1 Auf die grundsätzliche Kritik an der paretianischen Wohlfahrtsökonomik, die überwiegend an den Wertprämissen ansetzt, wird hier bis auf eine Ausnahme nicht eingegangen. Vielmehr werden lediglich die empirischen Voraussetzungen und die sich daraus ergebenden Modifikationen des Pareto-Modells behandelt. Vgl. zur grundlegenden Kritik z.B. J. de V. Graaf 1957, passim. Liegen Unteilbarkeiten vor, bedingt die ergänzende Einführung des sozialen Überschußkriteriums allerdings eine Erweiterung der normativen Voraussetzungen des Pareto-Modells, da dafür eine kardinale Nutzenmessung erfolgen muß. Vgl. unsere Ausführungen weiter unten auf S. 45 f.

2 Vgl. hierzu H. Giersch 1959, S. 259 ff.

- Eine gegebene Abweichung von den Prämissen wird kompensiert, indem bewußt von (einer oder mehreren) weiteren Modellvoraussetzung(en) abgewichen wird. Dieses Vorgehen entspricht den Empfehlungen der sog. Theorie des Zweitbesten¹.

Welche Strategie zu wählen ist, um entweder das Wohlfahrtsoptimum zu erreichen oder doch zumindest den Wohlstandsverlust so gering wie möglich zu halten, ist nun von den jeweiligen konkreten Gegebenheiten des Einzelfalls abhängig. Denn dem allokativen Effizienzgewinn, der aus einer Annäherung an das Optimum resultiert, stehen häufig Kosten gegenüber, die zu Abweichungen von anderen Marginalbedingungen und damit wiederum zu Effizienzverlusten führen können². Allgemeine Aussagen über die Wohlfahrtswirkungen von wirtschaftspolitischen Maßnahmen sind daher kaum möglich.

Man kann diese Überlegungen an folgendem Beispiel verdeutlichen³:

In der Volkswirtschaft seien drei Teilbereiche zu unterscheiden. Im Bereich I sind die paretianischen Marginalbedingungen erfüllt. Im Bereich II dagegen ist zwar mindestens eine Marginalbedingung nicht realisiert, aber durch wirtschaftspolitische Maßnahmen kann eine Korrektur herbeigeführt werden. Im Bereich III sind die Bedingungen für ein Pareto-Optimum weder gegeben noch überhaupt realisierbar.

Ob nun eine Annäherung an die Bedingungen des Optimums im Teilbereich II eine Wohlfahrtserhöhung zur Folge hat, hängt zum einen von der Größe des Teilbereichs III im Verhältnis zur gesamten Volkswirtschaft, zum anderen vom Grad der Abweichung von den Optimalbedingungen im Bereich II ab. Je weniger Bedeutung dem Bereich III zukommt und je stärker die tatsächlichen Gegebenheiten im Bereich II von den Bedingungen des Pareto-Optimums abweichen, um so eher wird eine Realisierung der Optimumbedingungen im Teilbereich II wohlfahrtserhöhend ausfallen. Ist jedoch der Bereich III relativ groß, dann ist es erforderlich, auch im Bereich II von

1 Vgl. R. G. Lipsey/K. Lancaster 1956, S. 11 - 32.

2 Vgl. H. Giersch 1961, S. 129 f.

3 Vgl. B. Külp/E. Knappe 1984, S. 47 f.

den paretianischen Bedingungen abzuweichen, um die unter den vorliegenden Voraussetzungen höchstmögliche Wohlfahrt zu erreichen. War zudem die ursprüngliche Verfehlung der Bedingungen des Optimums im Teilbereich II nur relativ geringfügig, so kann eine Anpassung dazu führen, daß man sich vom "zweitbesten Optimalpunkt" weiter entfernt und eine Wohlfahrtsminderung eintritt¹.

An dem hier geschilderten Beispiel wird nun allerdings deutlich, daß bei der Realisierung zweitbesten Lösungen durch kompensatorische wirtschaftspolitische Maßnahmen ganz erhebliche Informationsprobleme auftreten. Zunächst sind die gegebenen Unvollkommenheiten, also die Abweichungen von den Voraussetzungen des Pareto- Modells, in korrigierbare und nicht- korrigierbare einzuteilen. Dann ist in jedem Einzelfall zu entscheiden, ob und wie stark die korrigierbaren Abweichungen vermindert oder beseitigt werden und in welchem Maß Modifikationen der Optimumbedingungen notwendig sind, um die Auswirkungen der nicht- korrigierbaren Unvollkommenheiten zu kompensieren.

Doch ermöglichen beispielsweise die sogenannten Kompensationskriterien Aussagen über die Wohlfahrtswirkungen wirtschaftspolitischer Maßnahmen². Im Unterschied zum Pareto- Kriterium, das die notwendigen Bedingungen für ein Optimum beschreibt, beschränkt man sich bei den Kompensationskriterien darauf, ausreichende Bedingungen für eine Wohlfahrtssteigerung zu definieren³. Es wird berücksichtigt, daß staatliche Eingriffe sowohl Erhöhungen des Nutzenniveaus als auch Verluste für einzelne Wirtschaftssubjekte bewirken können.

- Das Kaldor- Hicks- Kriterium⁴ wertet eine wirtschaftspolitische Maßnahme immer dann als effizient, wenn die Nutznießer die Möglichkeit haben, die Verlierer zu entschädigen und selbst noch besser gestellt sind als in der Ausgangssituation⁵. Dabei ist es jedoch nicht erforderlich, daß die Kompensationszahlung tatsächlich geleistet wird.
- Da der Kaldor- Hicks- Test nicht immer zu eindeutigen Ergebnissen führt, wurde er durch Scitovsky ergänzt⁶. Nach dem Scitovsky- Kri-

1 Vgl. auch H. Giersch 1959, S. 263.

2 Eine Übersicht über die Kompensationskriterien enthält J. de Graaff 1957, S. 84 ff.

3 Vgl. B. Külpe/E. Knappe 1984, S. 10.

4 Vgl. N. Kaldor 1939 sowie J.R. Hicks 1940.

5 Vgl. auch M. Reder 1968, S. 16 f.

6 Vgl. T. de Scitovsky 1941.

terium wirkt eine Maßnahme dann wohlfahrtssteigernd, wenn das Kaldor-Hicks- Kriterium erfüllt ist und wenn zusätzlich nicht auch das Rückgängigmachen des entsprechenden Eingriffs zu Wohlfahrtserhöhungen führt¹. Weitere Ergänzungen des Kaldor- Hicks- Kompensationskriteriums wurden von A.D. Little, P. Samuelson und anderen entwickelt².

Auch im Rahmen der Nutzen- Kosten- Analyse lassen sich Entscheidungshilfen für oder gegen die Durchführung korrigierender Maßnahmen ableiten³. Die Vorgehensweise ist mit einer Investitionsrechnung vergleichbar, wobei alle im Zusammenhang mit einem staatlichen Eingriff entstehenden (sozialen) Nutzen und Kosten erfaßt und gegenübergestellt werden. Dabei ist es erforderlich, Kosten und Nutzen in Geldgrößen zu fassen und auf den Gegenwartswert abzuzinsen⁴. Der soziale Nutzen kann beispielsweise anhand der Konsumentenrente⁵ oder durch eine reale Einkommensverbesserung⁶ quantifiziert werden. Ergänzt werden kann die Nutzen- Kosten- Analyse durch die Einbeziehung externer Effekte sowie intangibler Kosten und Nutzen und durch ökonometrische Schätzmethoden für die Konsumentenrente. Die Nutzen- Kosten- Analyse ermöglicht somit eine systematische Erfassung relevanter Daten, eine Verbesserung der Transparenz von Entscheidungen und das Denken in Alternativen⁷.

Allerdings ist das grundlegende Informationsproblem, das in einer dynamisch sich entwickelnden Wirtschaft besteht, weder durch die verschiedenen Kompensationskriterien noch durch die Nutzen- Kosten- Analyse zufriedenstellend zu lösen. Die ständige Änderung der Einflußfaktoren würde es erforderlich machen, kontinuierlich Entscheidungen über wirtschaftspolitische Anpassungen zu treffen. Ganz abgesehen von den hohen Kosten, die dadurch entstünden, kann aus einer Folge von Zweitbest- Lösungen eine weitaus stärkere Verfehlung des Wohlfahrtsoptimums resultieren als aus einer Inkaufnahme der vorhandenen Unvollkommenheiten.

1 Vgl. zu den Einzelheiten z.B. B. Külp/E. Knappe 1984, S. 106 f.

2 Vgl. ebenda, S. 107 ff.

3 Vgl. hierzu D. Bös 1981, S. 3 ff., H.-C. Recktenwald 1980, S. 134 ff. sowie B. Külp/E. Knappe 1984, S. 141 ff.

4 Vgl. B. Külp/E. Knappe 1984, S. 141.

5 Vgl. D. Bös 1981.

6 Vgl. H.-C. Recktenwald 1980.

7 Ebenda, S. 145 f.

Das heißt aber: Obwohl Allokationseffizienz im Sinne einer Realisierung des Pareto-Optimums in der Gesamtwirtschaft aufgrund der gegebenen Unvollkommenheiten niemals völlig erreichbar ist, sollte die Wirtschaftspolitik - sofern das Wohlfahrtsziel verfolgt wird - grundsätzlich eine Verwirklichung der Marginalbedingungen anstreben! Zwar wird es in der ökonomischen Realität niemals zu einer modellhaften Realisierung der allokativen Effizienz kommen. Doch indem versucht wird, "erstbeste Optima" zu erreichen, werden zumindest "zweitbeste Optima" realisiert.

Da indessen ein in der gesamten Wirtschaft und für alle Güter geltendes System von Grenzkosten-Preisen zum Wohlfahrtsoptimum führt, wird der Schwerpunkt einer am Kriterium der allokativen Effizienz orientierten Wirtschaftspolitik sicherlich auf der Schaffung diesbezüglicher Rahmenbedingungen liegen.

Konkret bedeutet dies vor allem, den Wettbewerb vor Beschränkungen zu schützen, also wettbewerbsbeschränkende Verhaltensweisen zu untersagen, nicht jedoch, die Bedingungen vollständiger Konkurrenz in allen Bereichen der Volkswirtschaft zu verwirklichen. Denn in einer dynamischen Wirtschaft, in der laufend neue Güter und damit auch neue Märkte entstehen, sind kurzfristig monopolistische Marktstrukturen und monopolistische Verhaltensweisen (in dem Sinne, daß Unternehmen sich nicht mengenanpassend, sondern preissetzend verhalten) unabdingbar. Entscheidend ist aber, daß solche prozessualen Monopolstellungen durch den tatsächlichen oder potentiellen Wettbewerb der Nachahmer erodiert werden können, so daß ein ehemaliger Monopolist mittel- und langfristig dennoch zu mengenanpassendem Verhalten bzw. zu Preissenkungen bis auf die Höhe der Grenzkosten gezwungen wird.

Nur im Fall von Wettbewerbsversagen, also etwa bei natürlichen Monopolen, wäre zu prüfen, ob staatliche Preisvorschriften für die betroffenen Unternehmen dazu führen, daß die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt erhöht wird².

1 Ebenso H. Junk 1985, S. 306 ff. Dabei ist zu berücksichtigen, daß sich statische und dynamische Effizienz in der Regel ausschließen. Vgl. unsere Ausführungen auf S. 13 dieser Arbeit.

2 Vgl. hierzu unsere Ausführungen im Abschnitt 2.3.

3.2.1.3 Effizienzbedingungen in der Elektrizitätswirtschaft

Aus diesen Erkenntnissen sind bei der Betrachtung eines einzelnen Sektors innerhalb der Volkswirtschaft, wie z.B. der Elektrizitätswirtschaft, die folgenden Schlußfolgerungen zu ziehen:

Grundsätzlich gilt ebenfalls die dargestellte Unterlegenheit von zweitbesten Lösungen. D.h., trotz aller Unvollkommenheiten ist eine Preisbildung, die sich an den Grenzkosten orientiert, anzustreben¹. Im konkreten Fall der Elektrizitätswirtschaft sind allerdings einige zusätzliche Restriktionen zu beachten, nämlich das Vorliegen externer Effekte und zunehmender Skalenerträge, systematische Nachfrageschwankungen sowie die Existenz von Unteilbarkeiten.

(1) Externe Effekte (der Produktion) treten dann auf, wenn die Beziehungen zwischen den Anbietern bzw. zwischen Anbietern und Nachfragern nicht ausschließlich auf dem Markt mittels des Preismechanismus erfaßt werden². Das hat zur Folge, daß die einzelwirtschaftlichen von den volkswirtschaftlichen Kosten abweichen und die Grenzrate der Transformation (die die volkswirtschaftlichen Kosten der Produktion widerspiegelt) nicht mehr dem Verhältnis der (einzelwirtschaftlichen) Grenzkosten entspricht. In welcher Weise externe Effekte, die gerade in der Elektrizitätswirtschaft von Bedeutung sind; in der Konzeption der Allokationseffizienz berücksichtigt werden, wird im Unterabschnitt 3.2.3 erörtert.

(2) Zunehmende Skalenerträge existieren zwar nicht in der Produktion von Elektrizität, aber im Transport- und Verteilungsbereich³. Bei zunehmenden Skalenerträgen liegen jedoch die Grenzkosten unter den Durchschnittskosten, so daß einzelwirtschaftliche Defizite entstehen, wenn der Preis in Höhe der Grenzkosten festgelegt wird. Das Pareto-Modell wird dadurch aber nicht unanwendbar. Vielmehr sind in seinem Rahmen verschiedene Lösungsmöglichkeiten entwickelt worden, die im Unterabschnitt 3.2.4 gesondert dargestellt werden⁴.

1 Vgl. die ausführliche Diskussion bei W. Mönig 1975, S. 154 ff.

2 Externe Konsumeffekte werden hier nicht behandelt. Vgl. dazu z.B. B. Külpe/E. Knappe 1984, S. 57 ff.

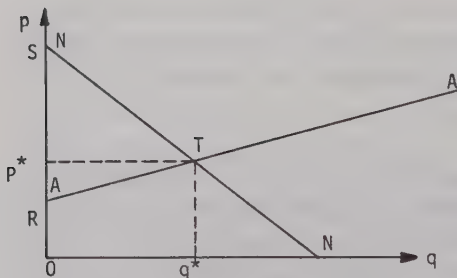
3 Vgl. unsere Ausführungen im 6. Kapitel.

4 Vgl. die Übersicht über die einschlägige Literatur bei N. Ruggles 1949b, S. 107 ff., sowie B. Külpe/E. Knappe 1984, S. 59 ff.

(3) Die Nachfrage nach Elektrizität erfolgt nicht mit gleichbleibender Höhe pro Zeiteinheit, sondern unterliegt erheblichen tages-, wochen- und jahreszeitlichen Schwankungen. Da es sich bei Strom um ein nicht lagerfähiges Produkt handelt, kann auch die Produktion nicht kontinuierlich ablaufen; sie hat sich vielmehr an die Nachfrageschwankungen anzupassen. Die Lösungen, die innerhalb des Pareto-Modells für dieses Problem gefunden wurden, werden ebenfalls in einem eigenen Unterabschnitt 3.2.5 diskutiert¹.

(4) Wenn Unteilbarkeiten bei Gütern und Faktoren vorliegen, sind auch die Marginalbedingungen nicht mehr exakt zu erfüllen, da marginale Veränderungen der Variablen nicht möglich sind. Ein wohlfahrtstheoretischer Vergleich zweier Situationen der Wirtschaft benötigt dann zusätzlich zum Pareto-Kriterium einen weiteren Effizienzmaßstab. Als solcher wird in Anlehnung an das Konzept von Marshall der soziale Überschuß (social surplus), die Summe aus Produzenten- und Konsumentenrente, verwendet² (vgl. Abb. 3.1).

Abb. 3.1: Der soziale Überschuß



¹ Vgl. zusätzlich die Ausführungen im 6. Kapitel.

² Vgl. grundlegend A. Marshall 1920. Konzeption und Kritik des sozialen Überschusses werden behandelt bei K. Meier 1983, S. 27 ff., sowie I. Böbel 1984, S. 180. Im Gegensatz zum totalanalytischen Pareto-Kriterium stellt der soziale Überschuß ein partialanalytisches Konzept dar.

Die Produzentenrente läßt sich durch das Dreieck R_{p^*T} , die Konsumentenrente durch das Dreieck p^*ST veranschaulichen. Kommt auf einem Markt mit den dargestellten Angebots- und Nachfragekurven ein einheitlicher Preis p^* zustande, so gibt es Anbieter, die schon zu einem geringeren Preis bereit gewesen wären, das von ihnen produzierte Gut zu verkaufen, nämlich die Anbieter der 1. bis (q^*-1) . Mengeneinheit. Da die gesamtwirtschaftliche Angebotskurve durch horizontale Aggregation der einzelwirtschaftlichen Angebotskurven zustande kommt und da letztere den einzelwirtschaftlichen Grenzkostenkurven ab dem Minimum der Durchschnittskostenkurven entsprechen¹, stellt die Produzentenrente aus der Sicht des einzelnen Unternehmens die Differenz zwischen individuellem Erlös und individuellen Kosten dar. Analog dazu ist aus gesamtwirtschaftlicher Sicht die Produzentenrente der Unterschied zwischen dem Gesamterlös $O p^* T q^*$ und den Gesamtkosten $ORT q^*$.

Die Konsumentenrente hingegen kann als Differenz zwischen Zahlungsbereitschaft der Nachfrager und tatsächlicher Zahlung interpretiert werden. Gemäß dem Verlauf der Nachfragekurve gibt es Konsumenten, die bereit sind, mehr als den Preis p^* für das angebotene Gut zu zahlen; ihre "Ersparnis" beim einheitlichen Preis p^* wird durch die Fläche p^*ST , also durch die Differenz zwischen der Zahlungsbereitschaft $OST q^*$ und der tatsächlich gezahlten Summe $OPT q^*$, repräsentiert². Konsumentenrente bzw. Produzentenrente sind ceteris paribus um so höher, je geringer die Preiselastizitäten der Nachfrage bzw. des Angebots sind.

Bezogen auf die Elektrizitätswirtschaft liegen die Unteilbarkeiten insbesondere beim Einsatz der Produktionskapazitäten, also bei dem Faktor Kapital, vor, während das erzeugte Gut Strom als beliebig teilbar angesehen werden kann.

Zusammenfassend ist also festzustellen: Soll auch im Sektor Elektrizitätswirtschaft eine Orientierung am Kriterium der Allokationseffizienz erfolgen, so ist eine weitgehende Realisierung der

1 Vgl. J. Schumann 1980, S. 151 f., 244.

2 Vgl. hierzu beispielsweise E. Sohmen 1976, S. 403 ff., sowie M. Neumann 1982a, S. 125 ff.

paretianischen Marginalbedingungen anzustreben. Das beinhaltet vor allem ein Preissystem, das sich an den volkswirtschaftlichen Grenzkosten orientiert. Wie diese im einzelnen zu definieren sind, wird in einem allgemeinen Zusammenhang im folgenden und in bezug auf die Elektrizitätswirtschaft in drei weiteren Unterabschnitten diskutiert.

3.2.2 Zur Definition der Grenzkosten

Der Begriff der Grenzkosten spielt, wie aus den vorangehenden Unterabschnitten deutlich wurde, eine zentrale Rolle in der Konzeption der Allokationseffizienz. Ein universales System von Grenzkostenpreisen in der Wirtschaft führt - sofern auch die übrigen der dargestellten Bedingungen erfüllt sind¹ - zur Realisierung einer pareto- optimalen Produktionsstruktur und damit auch zum Tausch- und Produktionsoptimum. Angesichts der Schwierigkeiten, auf die die Verwirklichung von zweitbesten Bedingungen stößt, wurde die Bildung von Grenzkostenpreisen in einzelnen Sektoren in einer (im Sinne des Pareto-Modells) unvollkommenen Umgebung ebenfalls als rationale und effiziente Lösung dargestellt, sofern das Wohlstandsziel angestrebt wird. Besteht aber für die Unternehmen in einem Sektor aufgrund der Marktstruktur kein Anreiz, sich gewinnmaximierend und als Mengenanpasser zu verhalten, so daß Preise und Grenzkosten die gleiche Höhe annehmen², dann sind sie durch wirtschaftspolitische Maßnahmen zu veranlassen, Grenzkostenpreise zu setzen³.

Im Hinblick auf die Bedeutung der Grenzkosten sind daher an dieser Stelle einige klärende Anmerkungen zum Begriff, zur Definition und zur Messung der Grenzkosten angebracht.

¹ Vgl. die Ausführungen auf S. 33 ff.

² Das muß nicht bedeuten, daß vollständige Konkurrenz vorliegt, denn das Marktverhalten von Unternehmen hängt auch von der potentiellen Konkurrenz, von der Marktphase und von weiteren Determinanten ab. Vgl. hierzu speziell im Zusammenhang mit der Wohlfahrtsökonomik B. Kulp 1976, S. 8 ff.

³ Anreizsysteme zur Durchsetzung von Grenzkostenpreisen werden dargestellt bei I. Vogelsang/J. Finsinger 1979, sowie bei J. Finsinger/I. Vogelsang 1981.

Unter Grenzkosten versteht man ganz generell die zusätzlichen Kosten für eine weitere (marginale) Produktionseinheit¹. Geometrisch lassen sie sich als die Steigung der Gesamtkostenkurve darstellen; sie entsprechen also der ersten Ableitung einer Gesamtkostenfunktion nach der Outputmenge. Bei einer linearen Kostenfunktion sind die Grenzkosten demnach konstant, bei einer nichtlinearen, ertragsgesetzlichen Gesamtkostenkurve nehmen sie bis zum Wendepunkt der Kostenfunktion ab und danach wieder zu.

Die Höhe der Grenzkosten hängt dabei ab von den bereits vorhandenen Erzeugungsanlagen, dem Zeithorizont, unter dem die Produktionsausdehnung gesehen wird, sowie von deren Höhe. Zum Zeitpunkt der Planung einer neuen Kapazitätseinheit sind alle Produktionsfaktoren flexibel, alle zukünftig entstehenden Kosten sind variabel und gehen somit in die (langfristigen) Grenzkosten ein. Ist jedoch (erstmalig oder zusätzlich) eine bestimmte Produktionskapazität errichtet, sind nur noch bestimmte Faktoren variabel; dementsprechend entstehen nun variable (output-abhängige) und fixe (kapazitätsabhängige) Kosten². Die (kurzfristigen) Grenzkosten einer Produktionsausdehnung sind dann unabhängig von den fixen Produktionsfaktoren zu bestimmen (es sei denn, es wird an der Kapazitätsgrenze produziert³), und die kurzfristige Grenzkostenkurve hat einen anderen Verlauf als die langfristige⁴.

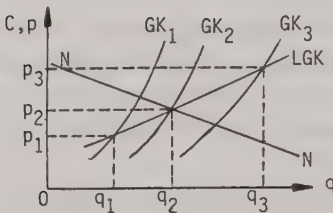
1 Genau genommen sind dies die Expansionsgrenzkosten; wird die Produktion um eine Einheit eingeschränkt, spricht man bezüglich der dann einzusparenden Kosten von Regressionsgrenzkosten. Je nach Produktionstechnik können die Expansionsgrenzkosten größer, gleich oder geringer sein als die Regressionsgrenzkosten. Vgl. auch H. K. Schneider 1963, S. 220 f., sowie die dort angegebene Literatur.

2 Sind die eingesetzten Produktionsmittel in keiner anderen Produktionsrichtung verwendbar, so bezeichnet man die angefallenen Kosten als versunkene oder "irreversible Vergangenheitskosten" (M. Neumann 1982a, S. 25).

3 Zur Definition der kurzfristigen Grenzkosten bei rigider, d.h. kurzfristig nicht veränderbarer, Kapazität vgl. W. Mönig 1975, S. 168 f., sowie E. Kaufer 1981, S. 57.

4 Die Bezeichnung kurz- oder langfristig sollte dabei nicht irreführen; es geht bei der Unterscheidung zwischen beiden Kostenarten allein um die Frage, welche Produktionsfaktoren in welchem Zeitraum variiert werden können.

Abb. 3.2: Kurz- und langfristige Grenzkosten



Bei optimaler Produktionsstruktur und optimal ausgelasteten Kapazitäten sind kurz- und langfristige Grenzkosten gleich hoch (Schnittpunkte in Abbildung 3.2). "Optimal" bedeutet bei einem Unternehmen, das auf einem wettbewerblich organisierten Markt anbietet, selbstverständlich auch "optimale Befriedigung der Nachfrage". Eine in die Abbildung eingezeichnete Nachfragekurve (NN) verläuft also durch einen der Schnittpunkte von kurz- und langfristiger Grenzkostenkurve. D.h.: bei optimaler Auslastung der bestehenden, optimal angepaßten Kapazitäten führt Preisbildung nach den kurzfristigen und nach den langfristigen Grenzkosten zum gleichen Ergebnis¹.

Dieses Ergebnis entspricht dem ursprünglichen (statischen) wohlfahrtsökonomischen Modell, in dem unter anderem von gegebenem Stand der Technik, gegebener Nachfrage, rationalem Verhalten der Wirtschaftssubjekte bei umfassendem Informationsstand sowie jederzeit optimaler Anpassung der Produktionsstruktur an die Konsumentenpräferenzen ausgegangen wird.

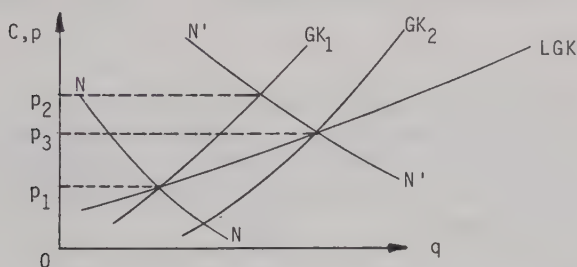
Da aber sowohl die Produktionstechnik als auch die Nachfrage im Zeitablauf Veränderungen unterworfen sind, können die Produktionskapazitäten nicht zu jedem Zeitpunkt optimal angepaßt sein. Sollen die bestehenden Anlagen jedoch optimal ausgelastet sein, damit zu den geringstmöglichen Kosten produziert werden kann, so ist der Preis in Höhe der kurzfristigen Grenzkosten zu setzen. Liegen die kurzfristigen Grenzkosten nun über den

¹ Vgl. hierzu sowie zum folgenden W. Mönig 1975, S. 169 ff.

langfristigen Grenzkosten, d.h., sind die Kosten einer Output-Erhöhung bei gegebener Kapazität höher als die Kosten einer Kapazitätsvergrößerung, dann ist es, um alloкатive Effizienz zu erreichen, notwendig, die Kapazität zu erhöhen (bis kurzfristige und langfristige Grenzkosten übereinstimmen). Sind die kurzfristigen Grenzkosten aber niedriger als die langfristigen Grenzkosten, so ist es unter dem Aspekt der Allokationseffizienz rational, Kapazitäten abzubauen, bis wiederum lang- und kurzfristige Grenzkosten identisch sind.

Es sei nun angenommen, daß die Nachfrage dauerhaft ansteigt, so daß die zusätzliche Produktion über eine intensivere Nutzung der bestehenden Kapazität nicht mehr wirtschaftlich ist und das Unternehmen seine Produktionsanlagen vergrößern will. Dafür benötigt es eine gewisse Zeit.

Abb. 3.3: Kurz- und langfristige Grenzkostenpreise



Entspricht der Preis in jeder Zeiteinheit den kurzfristigen Grenzkosten, so steigt er zunächst von p_1 auf p_2 , um nach der Kapazitätserweiterung auf p_3 zu sinken (vgl. Abb. 3.3). Steigt die Nachfrage weiter und wird dies vom Unternehmen nicht antizipiert, ergeben sich bei einer an den kurzfristigen Grenzkosten orientierten Preisbildung zyklische Preisschwankungen. Wird das Nachfragewachstum dagegen vom Unternehmen richtig prognostiziert und erfolgt die Kapazitätsausdehnung im selben Maße und Tempo wie die Steigerung der Nachfrage, so liegt der Preis stets in Höhe der langfristigen Grenzkosten¹. Im Fall kurzfristig nicht vergrößern

¹ Dies gilt unter der Annahme beliebiger Teilbarkeit der Produktionsanlagen. Vgl. W. Mönig 1975, S. 172.

barer Kapazität ist er konstant, anderenfalls steigt er je nach eingesetzter Technologie und deren Weiterentwicklung stetig oder sprunghaft an; zyklische Preisschwankungen wie bei kurzfristiger Grenzkostenpreisbildung werden jedenfalls vermieden.

Ob nun die langfristigen oder die kurzfristigen Grenzkosten als Referenzgröße für die Preise herangezogen werden sollen, sofern die Produktionsstruktur nicht optimal angepaßt ist, bedarf einer vergleichenden Effizienzbetrachtung. Sind die Kosten dauernder Preisschwankungen - wie z.B. erhöhte Informationskosten sowie Beschaffungskosten für Komplementärgüter bei den Nachfragern¹ - im Vergleich zu den Vorteilen - optimale Kapazitätsausnutzung - sehr hoch, erscheint eine Orientierung an den langfristigen Grenzkosten effizienter², insbesondere dann, wenn wegen der geringen kurzfristigen Preiselastizität der Nachfrage die optimale Auslastung der Anlagen nur durch starke Preisvariationen erreichbar wäre.

Alle diese Argumente sind nun auf die Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft übertragbar.

- Zum einen sind EVU im allgemeinen absolute Monopolisten im lokalen, regionalen oder nationalen Rahmen. Daher ist eine Grenzkostenpreisbildung der Unternehmen durch geeignete wirtschaftspolitische Maßnahmen anzuregen bzw. durchzusetzen³, und es stellt sich die Frage nach der dafür geeigneten Kostengrundlage.

- Zum zweiten ist die Nachfrage nach Strom eine abgeleitete Nachfrage. Damit ist gemeint, daß Elektrizität als solche den Konsumenten keinen Nutzen stiftet, sondern nur durch die Umwandlung in die Nutzenergien Licht, Kraft und Wärme der Bedürfnisbefriedigung dient. Dazu sind aber Energiewandler, also elektrische Geräte, notwendig, so daß die Nachfrage nach Elektrizität vom Bestand an Elektrogeräten sowie von deren Nutzungsintensität abhängig ist⁴. Derartige Geräte sind häufig zu den lang-

1 Vgl. ebenda, S. 173.

2 Die Alternative heißt also nicht "kurzfristige Effizienz" oder "langfristige Effizienz" (H.Schmidbauer 1974, S. 378), sondern mehr oder weniger Effizienz.

3 Ob und in welcher Weise das in Deutschland und Frankreich geschieht, wird im 7. und 8. Kapitel dargestellt.

4 Vgl. K. Meier 1983, S. 9 f.

lebigen Konsumgütern zu rechnen; daher ist ihre Anschaffung für den Nachfrager mit einer langfristigen Investitionsentscheidung gleichzusetzen, die sich vorwiegend an längerfristig gültigen, konstanten Daten (Preisen) orientieren sollte.

- Hinzu kommt drittens, daß die Preiselastizität der Stromnachfrage zumindest bei privaten Verbrauchern, aber auch bei anderen Abnehmern kurzfristig sehr niedrig ist¹. Preisvariationen haben daher auf die Höhe der Nachfrage und damit auf den Grad der Kapazitätsauslastung bei den Anbietern kurzfristig kaum Auswirkungen.

Daraus folgt, daß sich die Strompreise unter allokativen Effizienzaspekten grundsätzlich an den langfristigen Grenzkosten orientieren sollten.

Allerdings sind bei dem Gut Elektrizität, ebenso wie bei verschiedenen anderen Gütern, einige Besonderheiten zu berücksichtigen, die z.T. Abweichungen von diesem Grundsatz notwendig machen. Dazu zählen die Existenz zunehmender Skalenerträge, deren Konsequenzen im übernächsten Unterabschnitt behandelt werden, sowie periodische Schwankungen der Nachfrage, auf die im darauf folgenden Unterabschnitt eingegangen wird. Zunächst aber wird kurz das Problem der externen Effekte in der Elektrizitätswirtschaft erörtert.

¹ Vgl. Ch. F. Phillips 1969, S. 29, M. Horn/P. Rammner/L. Scholz 1978, S. 60 ff., sowie J. Finsinger 1979b, S. 191.

3.2.3 Einzelwirtschaftliche und volkswirtschaftliche Kosten

Im Modell des Pareto-Optimums wird vorausgesetzt, daß einzel- und volkswirtschaftliche Kosten übereinstimmen. Das heißt insbesondere, daß bei allen Faktoren das Grenzwertprodukt gleich dem Marktpreis ist und daß keine externen Effekte vorliegen.

Die einzelwirtschaftlichen Kosten sind nun allerdings höher als die volkswirtschaftlichen, wenn positive externe Effekte (externe Erträge) gegeben sind, während im Fall negativer externer Effekte (externe Kosten) letztere über den erstgenannten liegen. Da dann die Grenzrate der Transformation nicht mehr dem umgekehrten Verhältnis der Grenzkosten entspricht, kommt es zu einer Verzerrung der Produktionsstruktur, und die Allokation der Ressourcen ist suboptimal. Ursächlich für diese Fehlallokation ist die Tatsache, daß ein Gut, bei dessen Produktion z.B. externe Kosten auftreten, "zu billig" angeboten wird und die nachgefragte Menge höher ist als bei einem Preis, der die volkswirtschaftlichen Kosten widerspiegelt¹.

Oblicherweise werden die volkswirtschaftlichen Kosten über das Opportunitätskostenkonzept bestimmt; danach entsprechen sie dem entgangenen Nutzen, der in der besten alternativen Verwendung hätte erzielt werden können. In bezug auf die Elektrizitätswirtschaft sind dann bei der Bestimmung der volkswirtschaftlichen Kosten von Anlageninvestitionen neben den Kosten des eingesetzten Kapitals und der benötigten Arbeit, die nicht anderen Verwendungen zugeführt werden können, einerseits Faktoren wie die Emission von Schwefeldioxid oder Stickoxid, radioaktive Strahlung, die Abwärmelastung von Gewässern und Luft, die Beeinträchtigung der Landschaft durch Hochspannungsmasten oder sonstige Betriebsrisiken der Kraftwerke, andererseits auch die Belastung nachfolgender Generationen z.B. durch radioaktive Rückstände zu berücksichtigen².

1 Vgl. zu externen Effekten im allgemeinen bereits A. Marshall 1920 und A. C. Pigou 1932. Vgl. in neuerer Zeit H. C. Recktenwald 1975, S. 131, sowie die Übersicht über die relevante Literatur bei E. Seifert 1984, S. 55 ff. Die Rolle externer Effekte im Rahmen der Wohlfahrtsstheorie wird bei B. Külp 1976, S. 52 ff., sowie bei B. Külp/E. Knappe 1984, S. 54 ff., behandelt.

2 Vgl. D. Schmitt et al. 1978, S. 78 ff.

Nur ein Teil der damit angesprochenen Kosten wird durch Ressourcenverzehr verursacht, der mit Marktpreisen bewertet ist, während die anderen Kosten auf externen Effekten beruhen (die nicht über Marktpreise zu bewerten sind). Obgleich auch die gesamtwirtschaftlich exakte Erfassung der erstgenannten Kostenkategorie nicht ohne Ungenauigkeiten erfolgen kann (da beispielsweise die Marktpreise häufig nicht die entsprechenden Grenzkosten der Produktion widerspiegeln), ist ihre Quantifizierung doch weitaus unproblematischer als die der externen Kosten.

Eine genaue Erfassung, Quantifizierung und Zurechnung der externen Effekte ist aber erforderlich, wenn man die Bedingungen der Allokationseffizienz realisieren will, indem man die einzelwirtschaftlichen Kosten um Zuschläge oder Abschläge korrigiert und die so errechneten volkswirtschaftlichen Kosten zur Grundlage der Grenzkostenpreisbildung macht. Allein die Identifizierung externer Effekte setzt jedoch zum einen eine genaue Kenntnis von Ursache- Wirkungs- Ketten, zum anderen die Trennung zwischen kurz- und langfristigen Konsequenzen bestimmter Maßnahmen voraus. Doch sind in der Bewertung gegenwärtiger und zukünftiger Nutzenverzichte immer auch subjektive Komponenten enthalten, die zunächst durch ein geeignetes wirtschaftspolitisches Zielsystem objektiviert werden müßten. Ferner stellt sich das Problem der Wahl einer angemessenen Zeitpräferenzrate zur Abdiskontierung der zukünftigen Kosten- bzw. Nutzenströme¹.

Angesichts dieser Schwierigkeiten² können die volkswirtschaftlichen Kosten der Elektrizitätsversorgung realistischerweise nur in grober Annäherung bestimmt werden. Wie auch in den meisten anderen Untersuchungen der Elektrizitätswirtschaft wird allerdings in dieser Arbeit hilfsweise von den betriebswirtschaftlichen Kosten als Grundlage der Preisbildung ausgegangen³. Dies kann insbesondere dann als zulässig angesehen werden, wenn man bedenkt, daß in den letzten Jahren eine gewisse Annäherung der einzelwirtschaftlichen an die gesamtwirtschaftlichen Kosten der Elektrizitätswirtschaft dadurch erreicht worden ist,

1 Vgl. W. Mönig 1975, S. 155 f.

2 Eine ausführliche Diskussion der Problematik findet sich bei D. Schmitt et al. 1978, S. 78 ff.

3 Vgl. z.B. ebenda sowie U. Hansen 1983.

daß durch gesetzliche Bestimmungen zum Umweltschutz, also durch eine Neudefinition von Property Rights, zunehmend externe Kosten internalisiert worden sind¹.

3.2.4 Zunehmende Skalenerträge und allokativ effiziente Preisbildung

Im Modell des Pareto-Optimums führt, wie oben erörtert wurde, ein in der ganzen Wirtschaft vorliegendes System von Grenzkostenpreisen zur Realisierung von Allokationseffizienz. In den Teilbereichen der Volkswirtschaft, in denen die Unternehmen nicht aufgrund marktstruktureller Gegebenheiten gezwungen sind, ihre Produktion soweit auszudehnen, bis die Grenzkosten gleich dem Marktpreis sind, sollten gleichwohl an den Grenzkosten orientierte Preise gelten und mittels wirtschaftspolitischer Maßnahmen herbeigeführt werden.

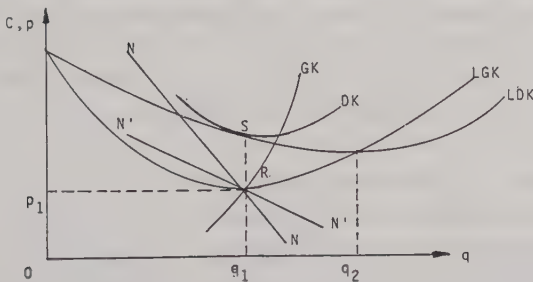
Allerdings besteht eine der empirischen Voraussetzungen des Pareto-Modells darin, daß in der Produktion konstante (oder abnehmende) Skalenerträge vorliegen, daß also bei einer Erhöhung des Faktoringputs um einen bestimmten Prozentsatz die Outputmenge in demselben (bzw. in geringerem) Maße steigt. Betrachtet man die jeweils geltende Kostenfunktion, dann sind bei konstanten Skalenerträgen die Grenzkosten gleich den Durchschnittskosten (während bei abnehmenden Skalenerträgen die Grenzkosten höher sind als die Durchschnittskosten²).

Sind jedoch zunehmende Skalenerträge gegeben, erhöht sich also die Outputmenge bei einer Vergrößerung des Faktoringputs überproportional, dann verlaufen (bei einer ertragsgesetzlichen Kostenfunktion) die Durchschnittskosten fallend, und die Grenzkosten liegen unter den Durchschnittskosten (vgl. Abb. 3.4).

1 Dadurch entstanden und entstehen Anpassungsprobleme insb. bei Hochspannungsabnehmern, für deren Allokationsentscheidungen der Strompreis von hoher Bedeutung ist. Ein nur an einzelwirtschaftlichen (Grenz-)Kosten orientierter Preis führt bei Vorliegen externer Effekte zu einem überhöhten Stromverbrauch im Vergleich zu dem Stromeinsatz, der bei einem an den höheren volkswirtschaftlichen Kosten orientierten Preis realisiert würde.

2 Die zugrunde liegende Produktionsfunktion hat bei konstanten Skalenerträgen einen Homogenitätsgrad von 1 (linear-homogene Funktion), bei abnehmenden Skalenerträgen einen Homogenitätsgrad, der kleiner als 1 ist, und bei zunehmenden Skalenerträgen einen Homogenitätsgrad, der größer als 1 ist. Im Gleichgewicht bei vollständiger Konkurrenz, in dem der Preis gleich den minimalen Durchschnittskosten und kein Gewinn möglich ist, ist eine linear-homogene Produktionsfunktion gegeben. Vgl. J. Schumann 1980, S. 105 ff.

Abb. 3.4: Zunehmende Skalenerträge und Grenzkostenpreise



Wählt nun ein Unternehmen seine Ausbringungskapazität so, daß die Grenzkosten der Produktion gleich dem Marktpreis sind (q_1 in Abb. 3.4), dann ist dies zwar unter dem Gesichtspunkt gesamtwirtschaftlicher Allokationseffizienz optimal, doch entsteht dem Anbieter ein Defizit in Höhe von $\overline{RS}$ pro Produktionseinheit oder von $q_1 [DK(q_1) - GK(q_1)]$ bei einer Ausbringungsmenge von q_1 . Bis zur Produktionsmenge q_2 hat der Anbieter ein Defizit zu tragen, wenn der Preis in Höhe der Grenzkosten liegt.

Liegen derartige Kostenbedingungen auf einem wettbewerblichen Markt vor, der noch nicht das langfristige Gleichgewicht der vollständigen Konkurrenz erreicht hat und auf dem folglich Anbieter mit unterschiedlichen Kostenniveaus produzieren, so ist es möglich, daß trotz der zunehmenden Skalenerträge bei einem intramarginalen Anbieter kein Defizit entsteht. Eventuell wird sogar ein Gewinn über die Normalverzinsung hinaus erzielt, da der Preis durch die minimalen Durchschnittskosten des marginalen Unternehmens bestimmt wird¹.

Ein solcher intramarginaler Produzent könnte dann jedoch seinen Gewinn erhöhen, wenn er seine Produktionskapazitäten erweiterte. Bei marktweit fallenden Durchschnittskosten würde langfristig ein Monopol entstehen, das gesamtwirtschaftlich am kostengünstigsten produzierte², allerdings den Preis für das von ihm erzeugte Gut nach Belieben setzen könnte.

¹ Vgl. H. M. Schellhaaß 1982, S. 139.

² Zum Fall des natürlichen Monopols vgl. unsere Ausführungen im 4. Kapitel.

Verläuft jedoch die (gesamtwirtschaftliche) Nachfragekurve wie $N'N'$ in Abbildung 3.4, also stets unterhalb der Durchschnittskostenkurve, so hätte selbst ein gewinnmaximierendes Monopolunternehmen Verluste zu tragen. In einem solchen Bereich würde deshalb ein privates Unternehmen, das über die Kostenfunktionen vollständige Informationen hat und sich rational verhält, die Produktion gar nicht aufnehmen.

Geht man nun allerdings von der Nachfrageseite aus und nimmt anstelle des Marktpreises die Konsumentenrente als Maß der Wertschätzung eines Gutes durch die Konsumenten, so kann sich ein anderes Ergebnis einstellen. Denn im Marktpreis kommt bekanntlich nur die Wertschätzung für die letzte verkaufte Einheit zum Ausdruck.

Vergleicht man jedoch den volkswirtschaftlichen Gesamtnutzen einer bestimmten Menge eines Gutes, gemessen am sozialen Überschuß, mit den volkswirtschaftlichen Opportunitätskosten der Produktion des fraglichen Gutes, gemessen an der Fläche unter der langfristigen Grenzkostenkurve bis zu der bestimmten Ausbringungsmenge, dann sollte die Produktion mit eben dieser Kapazität aufgenommen werden, wenn der erstere Wert den letzteren übersteigt¹. Allerdings müßte dies durch den Staat initiiert werden; sei es, daß öffentliche Unternehmen oder Regiebetriebe errichtet werden, sei es, daß die Produktion an private Unternehmen vergeben wird. Zur Deckung der einzelwirtschaftlichen Defizite, die entstehen, wenn unter diesen Gegebenheiten ein staatlich reguliertes öffentliches oder privates Monopolunternehmen die Preise in Höhe der Grenzkosten festlegt, wurden unterschiedliche Lösungsansätze entwickelt.

(1) Von Hotelling wurde erstmals vorgeschlagen, den Unternehmen, die aufgrund von Grenzkostenpreissetzung Defizite erwirtschaften, Subventionen zu zahlen, die aus den allgemeinen Steuereinnahmen finanziert werden sollten². Allgemeine Steuern, mit der Ausnahme von Kopfsteuern,

1 Konsumentenrente und sozialer Überschuß wurden bereits im Unterabschnitt 3.2.1.3 dargestellt.

2 Vgl. H. Hotelling 1938, S. 256 ff.

führen jedoch zu Allokationsverzerrungen und damit zu Wohlfahrtsverlusten, die ebenso hoch sein können wie die Wohlfahrtsminderung, die aus einer (kostendeckenden) Durchschnittskostenpreisbildung resultierte. Zudem kann eine Subventionierung von Unternehmen, die zu nicht-kostendeckenden Preisen anbieten, bewirken, daß diese in ihrer Leistungsfähigkeit nachlassen, da sie ja keiner (marktlichen bzw. wettbewerblichen) Leistungskontrolle unterliegen. Dann kommt noch die zusätzliche Schwierigkeit hinzu, Defizite, die auf einer allokativ effizienten Grenzkostenpreisbildung beruhen, von "technischen" Defiziten zu unterscheiden, die durch ineffiziente Betriebsführung hervorgerufen werden.

(2) Zweiteilige (gespaltene) Tarife können zu einer effizienten Deckung des Defizits führen¹. Der Nachfrager zahlt in diesem Fall zunächst eine Grundgebühr, mit der er das Recht zum Bezug der jeweiligen Produkte zu einem einheitlichen Preis, der den Grenzkosten entspricht, erwirbt. Wird die Grundgebühr berechnet, indem das bei Realisierung von Grenzkostenpreisen durch das Unternehmen entstehende Defizit durch die Anzahl der Nachfrager dividiert wird, wirkt sie wie eine Kopfsteuer. Derartige zweiteilige Tarife beeinträchtigen die Allokationseffizienz nicht; es wird die pareto-optimale Gütermenge produziert, das einzelwirtschaftliche Defizit im Unternehmen wird abgedeckt, und die Nachfrager werden mit Güterpreisen konfrontiert, die sich an den Grenzkosten der Produktion orientieren. Gleichwohl können Ineffizienzen dann entstehen, wenn durch die Höhe des Grundpreises Nachfrager vom Konsum ausgeschlossen werden, weil die Grundgebühr ihre individuelle Konsumentenrente beim gegebenen Preis übersteigt. Nur in diesem Fall ist eine Grundgebühr entscheidungs- und somit allokativ wirksam.

Wird nun ein anderes als das genannte Kriterium für die Festlegung der Grundgebühr herangezogen², so ergeben sich Verzerrungen der Konsumstruktur. Der entstehende Verlust an allokativer Effizienz kann jedoch häufig beispielsweise durch einen geringeren Informationsaufwand bei der Berechnung des Grundpreises kompensiert werden.

1 Vgl. z.B. D. Bös 1981, S. 49.

2 Vgl. ebenda, S. 48 f.

(3) Bei einem Zonen- oder Blocktarif wird die Gefahr, daß Nachfrager aufgrund zu hoher Grundgebühren vom Konsum ausgeschlossen werden, weitgehend vermieden. Ein solcher Tarif ist durch eine sehr geringe Grundgebühr und zonenweise, abgestuft nach der nachgefragten Menge, differenzierte Preise gekennzeichnet, die in jedem Intervall in Höhe der jeweiligen Grenzkosten liegen.

Dabei wird vereinfachend von konstanten Grenzkosten innerhalb der Zonen ausgegangen. Folglich ist die Abweichung zwischen den tatsächlichen Grenzkosten und dem Preis um so geringer, je mehr Zonen eingerichtet werden. Mit zunehmender Nachfrage des einzelnen Konsumenten ergeben sich so steigende (bei zunehmenden Grenzkosten) oder fallende (bei abnehmenden Grenzkosten) durchschnittliche Kosten für die einzelne Mengeneinheit. Daraus können distributive Einflüsse des Zonentarifs resultieren, denn je nach Einkommenselastizität der jeweiligen Nachfrage kann er regressiv oder progressiv wirken¹.

(4) Von französischen Verkehrswissenschaftlern wurde das System der "Péages" entwickelt, um innerhalb einer Branche insgesamt (nicht unbedingt jedoch bei jedem einzelnen Unternehmen dieses Bereichs) Defizite zu vermeiden, die aus zunehmenden Skalenerträgen resultieren. Unter Péages werden Zuschläge zu den Grenzkosten verstanden, wobei zwei Verfahren der Bemessung vorgeschlagen werden:

- Allais² fordert, bei allen substituierbaren Produkten bzw. Leistungen der jeweiligen Branche prozentual gleiche Péages zu erheben. Das bedeutet, daß das Verhältnis zwischen den einzelnen Preisen gleich dem Verhältnis der zugehörigen Grenzkosten sein muß, und daß die Relation von Preis zu Grenzkosten bei allen in Frage kommenden Gütern ebenfalls gleich ist.
- Nach Hutter³ sollen absolut gleiche Péages erhoben werden; somit muß die Differenz zwischen den Preisen für substituierbare Güter bzw. Leistungen der betrachteten Branche gleich der Differenz der jeweiligen Grenzkosten sein.

Erreicht werden soll die absolute oder prozentuale Gleichheit der Péages durch eine zusätzliche Besteuerung der Unternehmen, die je nach

¹ Vgl. z.B. ebenda, S. 51.

² Vgl. M. Allais 1948.

³ Vgl. R. Hutter 1950.

der Spanne zwischen Preis und Grenzkosten erfolgen muß. Produzenten mit relativ hohen Grenzkosten werden höher besteuert als Hersteller mit vergleichsweise niedrigen Grenzkosten.

Die Preisstruktur ist also proportional zur Struktur der Grenzkosten, doch ist die Gesamtnachfrage bei Pêage- Preisen niedriger als bei Grenzkostenpreisen. Ferner wird die Nachfrage nach den relativ teuren Gütern relativ stärker zurückgedrängt als die nach den relativ billigen Gütern, Hinzu kommt die interne Subventionierung von Unternehmen mit relativ hohen Fixkosten.

Das System der Pêages wirkt also keineswegs wohlfahrtsökonomisch neutral, sondern hat Nachfrage- und Allokationsverzerrungen zur Folge¹. Zudem ist die erforderliche Trennung zwischen substituierbaren und nicht- substituierbaren Gütern schwer durchführbar. Ferner entsteht bei der Definition der jeweiligen Grenzkosten erheblicher Informationsaufwand. Zusammenfassend sind bei den vorgeschlagenen Pêage- Systemen für ganze Branchen wesentliche Verluste an allokativer Effizienz zu erwarten.

(5) Dagegen kann mit sogenannten quasi- optimalen oder Ramsey- Preisen Kostendeckung trotz zunehmender Skalenerträge bei möglichst geringem Verlust an allokativer Effizienz erreicht werden². Ramsey- Preise liegen ebenfalls um einen bestimmten Betrag über den Grenzkosten. Bei einer Einproduktunternehmung ist der Aufschlag gleich der Differenz von Durchschnittskosten und Grenzkosten (die Ramsey- Preise entsprechen also Durchschnittskostenpreisen), während bei einem Mehrproduktunternehmen die Aufschläge auf die Grenzkosten im umgekehrten Verhältnis stehen wie die Preiselastizitäten der Nachfrage der verschiedenen Güter. Das heißt: Der Preis eines Gutes, nach dem die Nachfrage relativ elastisch reagiert, liegt um einen geringeren Prozentsatz über den Grenzkosten der Produktion dieses Gutes als der Preis eines anderen Gutes, nach dem die Nachfrage relativ unelastisch ist. Die Menge der insgesamt abgesetzten Güter geht dann zwar gegenüber der bei Grenzkosten- Preisen nachgefragten Menge zurück, doch die Relation der Outputmengen der einzelnen Güter untereinander bleibt gleich³. Damit werden unternehmerische Defizite bei geringstmöglichem gesamtwirtschaftlichem Wohlfahrtsverlust vermieden, und die

1 Vgl. K. Bätz 1979, S. 117 f.

2 Ramsey entwickelte diese Methode ursprünglich für Probleme optimaler Besteuerung. Vgl. F. Ramsey 1927. Vgl. auch D. Bös 1981, S. 52 ff., E. Kaufer 1981, S. 62 ff., sowie J. Finsinger 1979a.

3 Vgl. H.M. Schellhaaß 1982, S. 135.

dazu führenden Preise können daher als "quasi-optimal" bezeichnet werden.

Ramsey-Preise haben allerdings darüber hinaus noch eine weitere Bedeutung: Sie stellen eine theoretisch begründbare Methode dar, nicht produktspezifische Gemeinkosten der Güterproduktion aufzuteilen. Derartige Kosten entstehen im allgemeinen in jedem Mehrproduktunternehmen; werden sie entsprechend den inversen Preiselastizitäten der Nachfrage den einzelnen Gütern zugerechnet, so können die gesamten Produktionskosten bzw. die Stückkosten in "quasi-optimaler" Weise bestimmt werden¹.

Die absolute Höhe des auf die Grenzkosten jeweils aufzuschlagenden Betrags kann analytisch folgendermaßen bestimmt werden:

Es sei das Ziel eines Mehrproduktunternehmens, die Konsumentenrente zu maximieren unter der Nebenbedingung, daß seine eigenen Kosten gedeckt werden². Der Gesamterlös des Unternehmens sei gegeben durch

$$R(1 \dots q_n) = \sum_i p_i(q_i) \cdot q_i.$$

Kostendeckung ist dann erreicht, wenn der Erlös genau den Gesamtkosten entspricht, wenn also gilt

$$R(q_1 \dots q_n) - C(q_1 \dots q_n) = R(q_i) - C(q_i) = 0.$$

Die Nachfragefunktionen auf dem i-ten Markt (bzw. für das i-te Gut) seien dargestellt durch

$$q_i = q_i(p_i).$$

Die Konsumentenrente

$$Z = \sum_{i=1}^n \left[\int_0^{p_i} q_i(p_i) dp_i - C(q_i) \right]$$

soll dann durch die Wahl der Preise $p_1 \dots p_n$ maximiert werden.

¹ Vgl. auch J. Kruse 1985, S. 84.

² Dies entspricht der Zielsetzung vieler öffentlicher Unternehmen, die bei Eigenwirtschaftlichkeit eine möglichst hohe Konsumentenversorgung sicherstellen sollen. Vgl. auch E. Kaufer 1981, S. 59 ff.

Die Lösung dieses Problems¹ ergibt sich aus der Maximierung der Lagrange-Funktion

$$L = Z(p_i) + \lambda (-R(q_i) + C(q_i)).$$

Ein Maximum von L in bezug auf p_i ist erreicht, wenn die Gleichung

$$(3.11) \quad \frac{\delta Z}{\delta p_i} = \lambda \left[\frac{\delta R}{\delta p_i} - \frac{\delta C}{\delta p_i} \right]$$

erfüllt wird. Es gilt aber:

$$\frac{\delta Z}{\delta p_i} = -q_i; \quad \frac{\delta R}{\delta p_i} = p_i \frac{dq_i}{dp_i} + q_i; \quad \frac{\delta C}{\delta p_i} = \frac{\delta C}{\delta q_i} \cdot \frac{dq_i}{dp_i}.$$

Damit erhält man durch Einsetzen aus (3.11) die Gleichung

$$(3.12) \quad -q_i = \lambda \left(p_i + q_i \frac{dp_i}{dq_i} - \frac{\delta C}{\delta q_i} \right) \frac{dq_i}{dp_i},$$

und nach weiteren Umformungen ergibt sich

$$(3.13) \quad -\lambda (p_i - GK_i) = (1 + \lambda) q_i \frac{dp_i}{dq_i}, \quad \text{mit } GK_i = \frac{\delta C}{\delta q_i}.$$

Setzt man in diese Gleichung den Elastizitätskoeffizienten

$$\epsilon_i = - \frac{p_i}{q_i} \frac{dq_i}{dp_i}$$

ein und stellt um, dann gilt

$$(3.14) \quad \frac{p_i - GK_i}{p_i} = \frac{1 + \lambda}{\lambda} \frac{1}{\epsilon_i}.$$

¹ Mit δ wird die totale Differenzierung, mit d die partielle Ableitung einer Funktion bezeichnet. Vgl. zu den Einzelheiten M. Neumann 1982a, S. 260 f.

Auf der linken Seite der Gleichung (3.14) steht nun ein Ausdruck für die relative Abweichung des Preises vom Konkurrenzpreis. Im Fall vollständiger Konkurrenz gilt $\lambda = -1$, und alle Preise sind gleich den Grenzkosten, während die Abweichung im Monopolfall $\frac{1}{\epsilon_i}$ beträgt ($\lambda = -\infty$)¹. Für Ramsey-Preise gilt $-\infty < \lambda < -1$; der genaue Wert von λ läßt sich bestimmen über die Nebenbedingung $R - C = 0$ und die Gleichung (3.12). Wird diese Gleichung auf beiden Seiten mit dp_i/dq_i multipliziert und addiert man ebenfalls auf beiden Seiten $p_i + q_i \cdot dp_i/dq_i - \delta C/\delta q_i$, so läßt sie sich schreiben als

$$(3.15) \quad p_i - GK_i = (1 + \lambda) \cdot (GE_i - GK_i).$$

Ramsey-Preise sind also niedriger als die Preise eines Monopolisten, aber höher als die Grenzkosten. Ihre jeweilige Höhe hängt von der Dringlichkeit der Nachfrage ab; je geringer die Preiselastizität der Nachfrage ist, um so höher sind die Ramsey-Preise. Die Preisstruktur eines Unternehmens, das Ramsey-Preise erhebt, gleicht demnach der eines Monopolisten; sein Preisniveau allerdings liegt um so weiter unter den Monopolpreisen, je niedriger das auszugleichende Defizit ist².

Aus der Anwendung von Ramsey-Preisen können jedoch distributive Auswirkungen resultieren. Denn wenn die geringe Preiselastizität der Nachfrage nach einem Gut daher rührt, daß es sich um ein lebensnotwendiges Gut handelt, hat der in diesem Fall besonders hohe Aufschlag auf die Grenzkosten eine regressive Wirkung³.

1 λ ist deshalb negativ, weil der Preis um so höher sein muß, je größer das abzudeckende Defizit ist. Vgl. ebenda.

2 Vgl. E. Kaufer 1981, S. 66.

3 Vgl. H. M. Scheilhaaß 1982, S. 135.

(6) Ein grundlegend anderes Konzept der Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft bei Gesamtkostendeckung baut auf einem spieltheoretischen Ansatz auf.

Die Preisbildung nach der Shapley- Regel¹ geht von einem kooperativen n- Personen- Spiel aus, wobei der Kooperationsgewinn auf die einzelnen Spieler entsprechend ihrer "Verhandlungsstärke" aufgeteilt wird². Die Verhandlungsstärke eines Spielers wird durch den Zugewinn bestimmt, der entsteht, wenn er einer bestehenden Koalition beitrifft bzw. durch den Schaden, den er bei seinem Ausscheiden aus der Koalition verursacht.

Die Elektrizitätswirtschaft wird nun als Koalition zahlreicher Abnehmergruppen interpretiert, da durch die Versorgung aus einem Kraftwerk bzw. aus einem Netz erhebliche Kooperationsvorteile entstehen. Der höchstmögliche Kooperationsgewinn in Form der Kostensenkung bei gemeinsamer Anlagennutzung wird - im hier vorliegenden Fall des natürlichen Monopols - durch die Gesamtkoalition erreicht. Die Strompreise, die einzelne Abnehmergruppen zu zahlen haben, setzen sich bei Anwendung der Shapley- Regel aus zwei Teilen zusammen: Zum einen aus den direkt zurechenbaren Kosten der Versorgung und zum anderen aus den Deckungsbeiträgen, die mittels des Shapley- Wertes bzw. der "Verhandlungsstärke" bestimmt werden.

Diese Preisbildungsregel erfüllt vier wichtige Bedingungen³:

- Für Abnehmer, deren Nutzen aus der Versorgung bzw. deren Kooperationsbeitrag gleich hoch ist, ergeben sich gleiche Deckungsbeiträge.
- Die Summe aller nach der Shapley- Regel definierten Deckungsbeiträge ist gleich den gemeinsamen Kosten der Versorgung; die Gesamtkosten werden also gedeckt.
- Kein Abnehmer wird von der Versorgung ausgeschlossen, sofern sein Beitritt zur Koalition den Kooperationsgewinn erhöht.
- Einzelne Abnehmer oder Abnehmergruppen können keine negativen Deckungsbeiträge erbringen, so daß interne Subventionierung ausgeschlossen ist⁴

Als Kooperationsgewinne bei der Elektrizitätsversorgung sind zum einen die Größendegression im Erzeugungs- und Verteilungsbereich und zum anderen die kostensenkenden Wirkungen des Belastungsausgleichs zu sehen.

Ebenso wie Ramsey- Preise liegen auch die nach der Shapley- Regel ermittelten Preise über den Grenzkosten. Allerdings zahlen bei der

1 Vgl. L.S. Shapley 1963.

2 Vgl. hierzu und zum folgenden W. Schulz 1979, S. 164 ff.

3 Vgl. ebenda, S. 165 f.

4 Vgl. zur Definition interner Subventionierung unsere Ausführungen

Preisbildung nach der Shapley- Regel nicht die Abnehmer mit hoher Nachfrageelastizität relativ niedrige Preise, sondern diejenigen, die über hohe Kooperationsbeiträge am stärksten zur allgemeinen Kostensenkung beitragen. Damit kommt es aber zu Verzerrungen gegenüber der optimalen Preis- und Nachfragestruktur, und auch distributive Wirkungen sind nicht auszuschließen, wenn z.B. die Höhe der Nachfrage nach Strom und/oder deren zeitliche Verteilung einkommensabhängig sind. Zudem entstehen nicht unerhebliche Informationsprobleme bei der Quantifizierung der Kooperationsgewinne¹. Im Vergleich zu den quasi- optimalen Ramsey- Preisen sind daher bei der Preisbildung nach der Shapley- Regel höhere Einbußen an Wohlstand zu erwarten.

Zusammenfassend ist festzustellen, daß die Existenz zunehmender Skalenerträge in der Produktion dazu führt, daß bei Grenzkostenpreisbildung, die gesamtwirtschaftlich effizient im Sinne statischer Allokationseffizienz ist, einzelwirtschaftliche Verluste auftreten. Mehrere Möglichkeiten der Auflösung dieses Dilemmas zwischen gesamt- und einzelwirtschaftlicher Effizienz wurden aufgezeigt, nämlich die Abdeckung des Defizits über Subventionen, die Erhebung zweiteiliger Preise, die Einführung von Zonentarifen und die Anwendung von Ramsey-Preisen. Während über allgemeine Steuern finanzierte Subventionen in der Regel die statische Effizienz beeinträchtigen, können zweiteilige und gezonte Tarife unter bestimmten Bedingungen pareto-optimal sein. Ramsey-Preise hingegen sind immer "quasi-optimal" in dem Sinne, daß der Wohlfahrtsverlust, der durch Abweichung der Preise von den Grenzkosten entsteht, minimiert wird.

Sowohl in der deutschen als auch in der französischen Elektrizitätswirtschaft werden zweiteilige Tarife bei großen Teilen der Tarifabnehmer und der typischen Sonderabnehmer erhoben; in Deutschland sind teilweise auch Zonentarife eingeführt. Ob in der Elektrizitätswirtschaft generell jedoch zunehmende Skalenerträge vorliegen bzw. ob es sich dabei sogar um ein natürliches Monopol handelt, ist umstritten und bedarf einer gesonderten Untersuchung; wir gehen daher im Abschnitt 6.1 näher darauf ein.

Unbestritten ist hingegen, daß in der Elektrizitätswirtschaft periodische Nachfrageschwankungen vorliegen, die - unabhängig von der Existenz oder Nichtexistenz zunehmender Skalenerträge - im Zusammenhang mit anderen Charakteristika der Elektrizität eine Preisbildung im Sinne der Realisierung statischer Allokationseffizienz erheblich erschweren. Dieses Problem wird im folgenden Unterabschnitt behandelt.

3.2.5 Spitzenlast- und Höchstlastpreisbildung

Periodische Nachfrageschwankungen werden von Unternehmen im allgemeinen durch Lageraufbau und -abbau kompensiert. Eine solche Lagerhaltung ist jedoch bei bestimmten Gütern, insbesondere Dienstleistungen, nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohen Kosten möglich. Nachfrageschwankungen führen dann zu eben solchen Variationen in der Kapazitätsauslastung des Produzenten.

Beim Gut Elektrizität, an dem die Problematik im folgenden dargestellt werden soll¹, kommt eine weitere Besonderheit hinzu: Dereinzeln Nachfrager kann die Menge des von ihm bezogenen Stroms im Rahmen seiner maximalen Anschlußleistung zu jedem Zeitpunkt selbst bestimmen. Da jedoch ein Nachfrageüberschuß zu einem Zusammenbruch des Stromverteilungsnetzes führt oder, anders ausgedrückt: da konstante Spannung ein charakteristisches Qualitätsmerkmal des Gutes Elektrizität ist, muß der Stromanbieter auch für nur kurzzeitig auftretende Spitzenlastnachfrage ausreichend Kapazität bereithalten².

Während nun ein einheitlicher Preis für Elektrizität zu einer an der Spitzenlastnachfrage ausgerichteten Kapazität und zu einer stark schwankenden Kapazitätsauslastung führt, kann durch differenzierte Preisbildung eine Reduzierung der notwendigen Kapazitäten sowie eine Verbesserung des Auslastungsgrades erreicht werden³.

1 Der Dienstleistungscharakter von Elektrizität soll hier nicht eingehend erörtert werden, ist er doch in der Literatur weitgehend unbestritten. Vgl. z.B. W. Mönig 1975, S. 43 ff., sowie die dort angegebene Literatur.

2 Von der Möglichkeit einer Rationierung sei hier abgesehen. Tatsächlich existiert diese in der Elektrizitätswirtschaft; entweder indem in Stromlieferungsverträge Klauseln aufgenommen werden, die die Abschaltung zu bestimmten Zeiten vorsehen, oder indem die Verbraucher über ein Rundsteuergerät an das Netz angeschlossen werden, das den Strombezug immer dann unterbricht, wenn eine vereinbarte Leistung überschritten wird. Rundsteuerungen werden sowohl zur Senkung des Spitzenbedarfs in der Industrie, also im Sonderabnehmerbereich, als auch vereinzelt zur Abflachung von Lastspitzen bei Haushaltsabnehmern eingesetzt. Sie führen zu einer gleichmäßigeren Kapazitätsauslastung bei den EVU und haben für die Verbraucher teilweise erhebliche Stromkostensparnisse zur Folge. Vgl. B. Strümpel 1980, S. 190 ff.
Zum Problem wohlfahrtsoptimaler Rationierungsverfahren vgl. J. Finsinger 1979a, S. 45 ff.

3 Vgl. E. Bailey 1972, S. 664, sowie E. Kaufer 1981, S. 70.

Ein ideales Preissystem würde zu jedem Zeitpunkt die Grenzkosten von Produktion und Verteilung widerspiegeln und sich kontinuierlich an die variierende Nachfrage anpassen. Dies verursachte jedoch - selbst bei einer Orientierung an den langfristigen Grenzkosten - einerseits hohe Informationskosten für die Abnehmer, die sich nach ständig wechselnden Preissignalen zu richten hätten; andererseits entstünden den Anbietern erhebliche Aufwendungen für die Installation hochentwickelter Meßeinrichtungen. Dem Effizienzgewinn durch die Realisierung von Grenzkostenpreisen stünden also hohe zusätzliche Kosten gegenüber, die zumindest bei Abnehmern mit geringer Stromnachfrage höher sein dürften als die Kosten einer (zeitweiligen) Abweichung der Preise von den Grenzkosten der Versorgung¹.

Die in der Praxis angewandten Spitzenlastmodelle unterteilen daher den gesamten Nachfragezyklus, dessen systematische Schwankungen von tageszeitlichen, wöchentlichen und saisonalen Nachfragevariationen hervorgerufen werden², in wenige Perioden mit konstanter Nachfrage. Ein derartiges Modell wird im folgenden Abschnitt zunächst dargestellt.

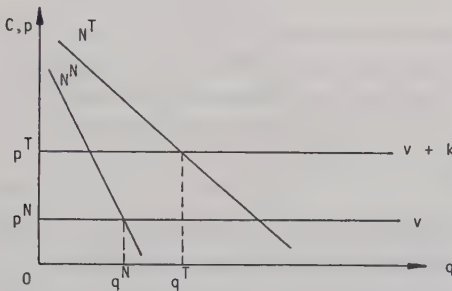
¹ Vgl. J. Finsinger 1979a, S. 44.

² Demgegenüber sind Zufallsschwankungen der Stromnachfrage lediglich von untergeordneter Bedeutung.

3.2.5.1 Das einfache Spitzenlastmodell¹

Die Nachfrage wird hier in zwei gleichlange Zeiträume (Tag und Nacht) unterteilt. Während des Tages trete die Spitzenlastnachfrage N^T auf, die bei jedem Preis wesentlich höher ist als die Schwachlastnachfrage N^N während der Nachtzeit (vgl. Abb. 3.5). Ferner wird angenommen, daß die Nachfragen in den Teilperioden unabhängig voneinander sind, daß also keine Substitutions- oder Komplementärbeziehungen bestehen², und daß die Produktionskapazitäten (vom Verteilungsbereich wird hier abgesehen) homogen sind.

Abb. 3.5: Das einfache Spitzenlastmodell



Unterstellt man nun, daß das Unternehmen den sozialen Überschuß, also die Summe aus Konsumentenrente Z und Produzentenrente (Erlös R - Kosten C) maximiert und daß die Kosten pro Einheit installierter Kapazität (k) sowie die variablen Kosten pro Outputeinheit (v) konstant sind, so läßt sich das Maximierungsproblem formal folgendermaßen darstellen:

-
- 1 Das folgende Modell geht auf P. O. Steiner (1957) zurück. Eine weitere grundlegende Arbeit zum Spitzenlastproblem wurde von M. Boiteux (1949) veröffentlicht. Vgl. auch W. Mönig 1975, S. 195 ff., E. Sohmen 1976, S. 390 ff., E. Kaufer 1981, S. 71 ff., sowie insb. K. Meier 1983, S. 25 ff.
 - 2 Realiter fragen fast alle Stromverbraucher Elektrizität sowohl in Schwachlast- als auch in Spitzenlastzeiten nach.

$$W = Z(p) + R(q) - C(q) \rightarrow \max!$$

unter der Nebenbedingung für die optimale Kapazität

$$Q = q^T > q^N$$

Die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt W wird nun maximiert, wenn die notwendigen Bedingungen

$$\frac{\delta W}{\delta q^N} = p^N - v = 0 \text{ und } \frac{\delta W}{\delta q^T} = p^T - (v+k) = 0$$

erfüllt sind.

Daraus ist zu ersehen, daß während der Schwachlastzeit ein Preis in Höhe der variablen Stückkosten optimal ist, während in der Spitzenlastperiode der Preis gleich den langfristigen Grenzkosten sein sollte.

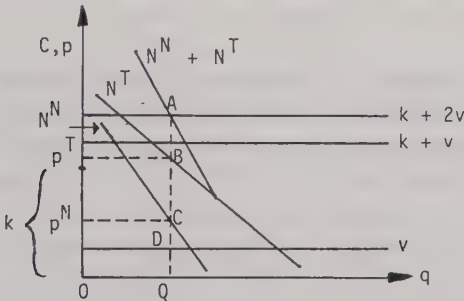
Die Preisdifferenz entspricht also genau den Kapazitätskosten, die allein von den Spitzenlastnachfragern zu tragen sind (vgl. Abb. 3.5).

In dieser Darstellung wurde angenommen, daß die Nachfrage in der Schwachlastzeit gegenüber der Spitzenlastzeit so gering ist, daß eine Vollauslastung der Kapazitäten während der Nachtzeit nur möglich wäre, wenn der Preis unter den variablen Kosten läge (sofern keine positiven externen Effekte vorliegen, wäre eine derartige Preissetzung allokativ ineffizient). Diese Konstellation wird auch als "firm peak" bezeichnet, während im "shifting peak"-Fall die vorhandene Kapazität auch in der Schwachlastperiode zu kostendeckenden Preisen ausgelastet werden kann. Darauf sowie auf andere Weiterentwicklungen des "klassischen" Spitzenlastmodells wird im folgenden Abschnitt eingegangen.

3.2.5.2 Erweiterungen des Spitzenlastmodells

- Der genannte "shifting peak"-Fall geht von den in Abb. 3.6 dargestellten Nachfragefunktionen bei Tag und Nacht aus¹. Aus der Abbildung wird bereits deutlich, daß bei einer entsprechenden Wahl der Preise für die beiden Teilperioden die benötigte Kapazität insgesamt verringert und zudem jederzeit voll ausgelastet werden kann.

Abb. 3.6: Das "shifting peak"-Spitzenlastmodell



Wiederum seien die Kosten pro Kapazitätseinheit k sowie die variablen Kosten pro Outputeinheit v jeweils konstant. Da die letzte Kapazitätseinheit in beiden Teilperioden ausgelastet wird, betragen die langfristigen Grenzkosten $2v+k$. Die kurzfristigen Grenzkosten verlaufen bis zur Kapazitätsgrenze parallel zur Abszisse; an der Kapazitätsgrenze bilden sie eine Parallele zur Ordinate. Ferner gelten die übrigen, bereits beim einfachen Spitzenlastmodell getroffenen Annahmen, wie unabhängige Nachfrage in den Teilperioden, homogene Produktionskapazitäten, Maximierung des sozialen Überschusses durch das Unternehmen usw.

Wird nun bei Tag und Nacht eine konstante Produktionsmenge abgegeben und wird Kostendeckung angestrebt, so folgt aus der erforderlichen Übereinstimmung von Gesamterlösen und Gesamtkosten:

¹ Vgl. hierzu beispielsweise W. Mönig 1975, S. 194 ff.

$$[p^T(Q) + p^N(Q)] \cdot Q = 2vQ + kQ;$$

$$(3.16) \quad p^T(Q) + p^N(Q) = 2v + k.$$

Aus dieser Gleichung 3.16 ist die optimale Produktionskapazität eindeutig zu bestimmen, nämlich als Schnittpunkt A der langfristigen Grenzkostenkurve ($2v + k$) mit der gemeinsamen Nachfragekurve $N^T + N^N$, die eine vertikale Aggregation der Nachfragekurven in den beiden Teilperioden darstellt¹.

Ist die optimale Kapazität festgestellt, so ergeben sich die Preise aus den Schnittpunkten der kurzfristigen Grenzkostenkurve an der Kapazitätsgrenze mit den Spitzenlast- und Schwachlastnachfragekurven (Punkte B und C der Abb. 3.6).

Die Umformung der Gleichung 3.16 in

$$(p^T - v) + (p^N - v) = k$$

zeigt die Bedeutung der Preise in den Teilperioden deutlicher.

$(p^N - v) = \overline{CD}$ sowie $(p^T - v) = \overline{ED}$ stellen jeweils eine Art Deckungsbeitrag pro Outputeinheit dar, deren Summe genau gleich den Kapazitätskosten ist. Entsprechend der geringeren Nachfrageintensität in der Schwachlastzeit wird durch den Schwachlastpreis auch nur ein geringerer Teil der Kapazitätskosten abgedeckt.

- Eine totale Preisdifferenzierung innerhalb der einzelnen Teilperioden kann dann das gleiche allokatiosoptimale Ergebnis haben wie die Strategie jeweils einheitlicher Preise in der Spitzen- und Schwachlastzeit, wenn die Grenzpreise, also die für eine zusätzliche Einheit in der folgenden Periode zu zahlenden Preise, in der richtigen Höhe festgesetzt werden und sofern die Einkommensverteilung zwischen Spitzen-

¹ Es wurde ja angenommen, daß keine Substitutions- oder Komplementärbeziehungen zwischen den beiden Nachfragen bestehen. Daher ist die vertikale Addition der Funktionen möglich.

und Schwachlastnachfragern keine Auswirkungen auf den Verlauf der Nachfragekurven hat¹. Allerdings wirken sich die bei einer laufenden Anpassung der Preisstruktur entstehenden Informations- und Meßkosten negativ auf die Allokationseffizienz aus.

- Unterstellt man nicht ein wohlfahrtsmaximierendes, sondern ein gewinnmaximierendes (monopolistisches) Unternehmen, dann wird die optimale Kapazität bestimmt, indem Grenzerlös und kurzfristige Grenzkosten (in der Schwachlastperiode) bzw. Grenzerlös und langfristige Grenzkosten (in der Spitzenlastperiode) in Übereinstimmung gebracht werden². Wiederum tragen die Spitzenlastnachfrager die gesamten Kapazitätskosten, während die Schwachlastnachfrager nur mit den variablen Kosten belastet werden. Gegenüber dem den sozialen Überschuß maximierenden Unternehmen ist die Kapazität (und der Output) in beiden Perioden geringer, während die Preise in beiden Zeiträumen sowohl für Spitzen- wie für Schwachlastnachfrager entsprechend den jeweiligen Preiselastizitäten der Nachfrager höher liegen. Allokative Effizienz wird in diesem Fall jedoch nicht realisiert³.

-Die Berücksichtigung heterogener Produktionskapazitäten, wie sie in der Elektrizitätswirtschaft eingesetzt werden, führt ebenfalls zu Ergebnissen, die von denen des einfachen Spitzenlastmodells abweichen⁴. Betrachtet sei ein "firm peak"-Fall. Zur Deckung der Nachfrage nach Elektrizität werden Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke entsprechend dem Lastverlauf herangezogen⁵. Die Preisbildung erfolgt

1 Der Ansatz geht zurück auf J. M. Buchanan 1966. Vgl. auch W. Mönig 1975, S. 212 ff. Die hier angesprochene Preisdifferenzierung ist keinesfalls gleichzusetzen mit "monopolistischer Preisdifferenzierung" im wohlfahrtstheoretischen Sinne, die zu einer Verletzung der Marginalbedingungen führt. Denn insbesondere bei nicht lagerfähigen Gütern ist der Zeitpunkt, zu dem sie angeboten werden, ein charakteristisches Qualitätsmerkmal. Vgl. E. Sohmen 1976, S. 398 f.

2 Vgl. E. Bailey 1972, S. 673 f.

3 Die Regulierung solcher gewinnmaximierender Monopolunternehmen führt aber, unabhängig von der Methode, zu einer tendenziellen Annäherung an die wohlfahrtsoptimale Lösung. Vgl. ebenda, S. 675 ff., sowie E. Bailey/L. J. White 1974.

4 Vgl. hierzu J. T. Wenders 1976.

5 Zu den unterschiedlichen Kostenfunktionen der einzelnen Kraftwerkstypen, d.h. heterogener Produktionskapazitäten, vgl. unsere Ausführungen unter 6.2.

ebenso in drei Teilperioden, die von unterschiedlicher Dauer sein können. Die optimale bzw. maximal notwendige Kapazität wird also nicht allein von der Spitzenlastnachfrage wie bei der Annahme homogener Produktionskapazitäten, sondern von der Relation zwischen Spitzen-, Mittel- und Grundlast determiniert. Es kann nun nachgewiesen werden, daß in diesem Fall auch in den Schwachlastpreisen ein Teil der Kapazitätskosten enthalten sein sollte, und zwar jeweils im umgekehrten Verhältnis zur Länge der folgenden Preisperioden.

- Sind die Nachfragen in den einzelnen Teilperioden nicht unverbunden, sondern bestehen zeitliche Nachfrageinterdependenzen, so ist es möglich, daß Spitzenlastpreisbildung nicht die erwünschte Wirkung des Belastungsausgleichs hat. Bei zeitlich komplementärer Nachfrage, d.h., wenn der Abnehmer Strom in der Schwachlast- und in der Spitzenlastzeit in einer bestimmten, gleichbleibenden Relation verbraucht, kann die zeitliche Preisdifferenzierung zu einer Verbesserung oder Verschlechterung der Kapazitätsauslastung führen, je nach der Elastizität aller zeitlich komplementären Nachfragen¹.

Bei zeitlich substitutiver Nachfrage kann das Problem der wandernden Lastspitze auftreten, insb. wenn die Abnehmer ihren Elektrizitätsbedarf relativ leicht zeitlich verschieben können. Ein Spitzenlastpreis in Höhe der langfristigen Grenzkosten und ein Schwachlastpreis in Höhe der kurzfristigen Grenzkosten, in dem keine Kapazitätskosten enthalten sind, bewirkt dann eine Verschiebung der Stromnachfrage so, daß eine neue Lastspitze in der ehemaligen Schwachlastzeit entsteht². In diesem Fall müßte die Preisstruktur der neuen Situation laufend angepaßt werden; dann haben sich die Abnehmer jedoch dauernd an neuen Preissignalen zu orientieren, und es entstehen Umstellungskosten für Versorgungs-Unternehmen und Nachfrager. Zudem wird das Ziel der Preisdifferenzierung, nämlich eine bessere Anlagenauslastung sowie eine Reduzierung

1 Vgl. W. Mönig 1975, S. 41 f.

2 Vgl. J. Finsinger/P. Kleindorfer 1981, S. 49.

der notwendigen Kapazitäten, nicht erreicht.

Um die wandernde Lastspitze zu vermeiden und eine effiziente Allokation zu realisieren, ist es also erforderlich, auch in der Schwachlastzeit einen Teil der Kapazitätskosten zu decken. Der Preis für eine Outputereinheit (kWh) Strom liegt dann in der Schwachlastzeit über den kurzfristigen Grenzkosten, in der Spitzenlastzeit unter den langfristigen Grenzkosten. Dieses Ergebnis entspricht dem des "shifting peak"-Falles bei unabhängigen Nachfragen. Allerdings ist bei Vorliegen von Nachfrageinterdependenzen die Bestimmung der genauen Preise ungleich schwieriger, da die Informationen über die Nachfragestruktur und ihre Anpassung an die Preissignale in den einzelnen Perioden schwer zu erlangen sind.

Als Möglichkeit zur Lösung dieser Problematik wurde ein Ansatz zur Bestimmung allokativ effizienter Strompreise entwickelt, der die Überlegungen zum Spitzenlastproblem berücksichtigt und darüber hinaus an die oben dargestellten zweiteiligen Tarife anknüpft. Dabei handelt es sich um die sog. Höchstlastpreisbildung, die im folgenden kurz beschrieben wird.

3.2.5.3 Der Ansatz der Höchstlastpreisbildung

Höchstlastpreise werden nicht nur nach dem Zeitpunkt der Nachfrage, sondern zusätzlich auch nach der Höhe der in Anspruch genommenen Leistung (d.h. Kapazität) differenziert¹. Der Gesamtpreis, den ein Nachfrager zu zahlen hat, wird dabei aufgespalten in einen Leistungspreis (für die Kapazitätsbereitstellung) und einen Arbeitspreis (für die Outputereinheiten). Der Leistungspreis orientiert sich an der individuellen Höchstlast, der maximalen Nachfrage pro Zeiteinheit des einzelnen Abnehmers. Tritt nun bei allen Nachfragern die individuelle Höchstlast zur gleichen Zeit auf und liegt der Leistungspreis in Höhe der marginalen Kapazitätskosten, der Arbeitspreis in Höhe der kurzfristigen Grenzkosten, so entspricht die Höchstlastpreisbildung der Spitzenlastpreisbildung und führt

¹ Diese Art der Preisbildung geht auf John Hopkinson zurück. Vgl. hierzu z.B. M. Crew/P. Kleindorfer 1979, S. 165 ff.

zu Allokationseffizienz¹.

Die Höchstlastpreisbildung ist der Spitzenlastpreisbildung sogar überlegen, wenn die Nachfrage während der einzelnen Perioden nicht konstant ist, wie bisher angenommen wurde, sondern auch innerhalb der definierten Zeitabschnitte schwankt². Diese Überlegenheit kann zum einen auf den hohen Meß- bzw. Informationskosten beruhen, die zur richtigen Ermittlung der Nachfragedaten bei Spitzenlastpreisbildung aufgewendet werden müssen, zum anderen auf der Abnahmestruktur: Bei einer geringen Durchmischung der Abnehmer bzw. bei homogenem Nachfrageverhalten führen Höchstlastpreise zur optimalen Allokation der Ressourcen³.

Eine Berücksichtigung der Tatsache, daß nicht bei allen Abnehmern die individuelle Höchstlast mit der Spitzenbelastung des gesamten Systems zeitlich zusammenfällt, führt schließlich zu folgendem Ergebnis:⁴

(a) Nachfragern, die ihre individuelle Höchstlast nur während eines Teils der Spitzenlastzeit zu verschiedenen Zeitpunkten beanspruchen, ist im Leistungspreis auch nur ein Teil der marginalen Kapazitätskosten anzulasten. Eine marginale Erhöhung der Nachfrage eines Abnehmers nach Kapazität während der Spitzenlastzeit verursacht (langfristig) eine Kapazitätserweiterung; diese kommt jedoch auch anderen Abnehmern zugute, die ihre individuelle Höchstlast während eines anderen Zeitpunktes der Spitzenlastzeit vergrößern.

(b) Abnehmer, deren gesamte individuelle Höchstlast außerhalb der Spitzenlast liegt, haben keinen Leistungspreis zu zahlen, da die Grenzkosten einer Nachfrageerhöhung nach Kapazität in der Schwachlastzeit bei Null liegen.

(c) Nachfrager, deren individuelle Höchstlast zeitlich mit der Spitzenlastzeit annähernd übereinstimmt, tragen im Leistungspreis die marginalen Kapazitätskosten.

Der Arbeitspreis hingegen sollte für alle drei hier unterschiedenen Abnehmergruppen in Höhe der kurzfristigen Grenzkosten liegen⁵.

1 Vgl. J. Finsinger/P. Kleindorfer 1981, S. 51, sowie B. Mitchell/J. Müller 1979, S. 631.

2 Vgl. J. Finsinger/P. Kleindorfer 1981, S. 51.

3 Vgl. ebenda, S. 50 f.

4 Vgl. ebenda, S. 52.

5 Das bedeutet nicht, daß er immer gleich hoch ist, da ja die kurzfristigen Grenzkosten je nach den eingesetzten Kraftwerkstypen unterschiedliche Werte annehmen. Vgl. unsere Ausführungen im Abschnitt 6.2.

Im Gegensatz zu der bei kostendeckenden gespaltenen Tarifen erhobenen Grundgebühr ist der Leistungspreis durchaus entscheidungs- und damit allokatonswirksam¹. Denn der Abnehmer kann durch Verschieben seiner Stromnachfrage in die Schwachlastzeit bzw. durch eine gleichmäßigere Verteilung der Leistungsanspruchnahme über den Tag den von ihm zu bezahlenden Preis verringern².

3.2.5.4 Zusammenfassung

Zusammenfassend ist festzustellen, daß bei Vorliegen periodischer Nachfrageschwankungen im Dienstleistungsbereich eine Reduzierung der notwendigen Kapazitäten und eine Verbesserung der Anlagenausnutzung sowie die Realisierung von Allokationseffizienz erreicht werden können, indem nach Spitzen- und Schwachlastzeiten differenzierte Preise gefordert werden. Insbesondere für den Bereich der Elektrizitätsversorgung wurden zwei grundsätzliche Möglichkeiten zeitlich differenzierter Preisbildung dargelegt:

- Die sog. Spitzenlastpreisbildung führt dazu, daß die Nachfrager in der Spitzenlastzeit einen weitaus höheren Preis pro Outputeinheit (kWh Strom) zu zahlen haben als die Schwachlastnachfrager. Während der Schwachlastpreis sich an den kurzfristigen Grenzkosten orientiert und nur einen geringen Anteil der marginalen Kapazitätskosten beinhaltet (im Grenzfall ist er gleich den kurzfristigen Grenzkosten), ist im Spitzenlastpreis der größte Teil der Kapazitätskosten zusätzlich zu den kurzfristigen Grenzkosten enthalten (im Grenzfall ist der Spitzenlastpreis gleich den langfristigen Grenzkosten).
- Bei der sog. Höchstlastpreisbildung tritt neben die zeitliche auch eine Differenzierung der Preise nach der individuellen Leistungsanspruchnahme. Der Gesamtpreis, den jeder Nachfrager zu zahlen hat, wird

¹ Vgl. Unterabschnitt 3.2.4.

² Vgl. auch J. Finsinger/P. Kleindorfer 1981, S. 53.

aufgespalten in einen Arbeitspreis, der gleich den kurzfristigen Grenzkosten ist, sowie einen Leistungspreis, der sich nach der individuellen Höchstlast des einzelnen Abnehmers bemißt. Je nach der (totalen, partiellen oder nicht gegebenen) Übereinstimmung dieser individuellen Höchstlast mit der Gesamt- Spitzenlastzeit sind im Leistungspreis die marginalen Kapazitätskosten insgesamt, zum Teil oder gar nicht enthalten.

Zum Abschluß dieses Abschnitts soll in der gebotenen Kürze auf ein Problem eingegangen werden, das immer dann Bedeutung bekommt, wenn nicht nur theoretisch, sondern auch empirisch die Preissetzung von Unternehmen untersucht wird: Die Verwendung von Grenzkosten und Grenzkostenpreisen ist in der einzelwirtschaftlichen Kalkulation noch weithin unüblich¹; vielmehr wird im allgemeinen eine sog. Vollkostenkalkulation angewandt. In welcher Beziehung diese zur Grenzkostenrechnung steht und welche Auswirkungen auf die alloкатive Effizienz feststellbar sind, wird im folgenden erörtert.

3.2.6 Grenzkosten- und Durchschnittskostenpreisbildung

Unter den Voraussetzungen des Pareto-Modells führt, wie oben dargelegt wurde, ein universales System von Grenzkostenpreisen zum Pareto-Optimum, zur Realisierung von Allokationseffizienz. Grenzkosten stellen auch die Referenzgröße für das Ausmaß der Ineffizienz bei Abweichungen von den Voraussetzungen des Pareto-Modells dar (z.B. Lerner'sches Monopolmaß). Ganz allgemein wird die Marginalanalyse seit langem in der Ökonomie zur Lösung von Maximierungs- und Anpassungsproblemen, die sich

¹ Wenn auch in jüngerer Zeit insb. in Großunternehmen in zunehmendem Umfang sog. Teilkostenrechnungen zur Anwendung kommen, die - als Grenzkostenrechnungen - Ähnlichkeiten mit Grenzkostenkalkulationen aufweisen. Vgl. hierzu H.-G. Plaut/H. Müller/W. Medicke 1973, S. 21 ff., sowie W. Kilger 1981, passim.

in Differential- bzw. Differenzengleichungen fassen lassen, verwendet. Preis- und Wohlfahrtstheorie sind geprägt von Marginalbetrachtungen, von Analysen der Kosten, Erträge und Preise jeweils einer "zusätzlichen" Einheit.

Bei einem Unternehmen könnte man dann von "marginalistischem" Verhalten sprechen, wenn es seinen Gewinn maximieren will und daher (als Mengenanpasser unter den Bedingungen vollständiger Konkurrenz) seine Outputmenge so festlegt, daß die Grenzkosten dem Marktpreis entsprechen, oder wenn es (über Marktmacht verfügend) seine Produktion nur soweit ausdehnt, bis der Grenzerlös gleich den Grenzkosten ist.

Im Gegensatz zu diesem marginalistischen Verhalten, das dem normativen wohlfahrtsökonomischen Modell zugrunde liegt, steht die Vollkostenpreisbildung¹. Das Unternehmen orientiert sich hierbei nicht an Marginalgrößen wie Grenzkosten oder Grenzerlösen, sondern an Durchschnittswerten wie Stückkosten, Stückerlösen oder Stückgewinnen. Zur Preisermittlung werden die Durchschnittskosten um prozentuale Zuschläge erhöht. Dabei gehen sowohl die Fixkosten als auch der zu realisierende angemessene Gewinn von vornherein direkt in die Preiskalkulation ein, anders als bei marginaler Preisbildung, wo ein maximaler Gewinn unter den Restriktionen von Kosten- und Nachfragefunktion angestrebt wird, der Gewinn also Residualgröße ist.

Die Preisbildung nach dem Vollkostenprinzip ist sicher nicht mit dem mengenanpassenden Verhalten eines Unternehmens unter vollständiger Konkurrenz, sondern allenfalls mit der Preisbildung bei monopolistischer Konkurrenz oder im Monopol vergleichbar². Stellt man die Vollkostenpreisbildung der - im allgemeinen nicht allokativ effizienten - marginalen Preisbildung eines über Marktmacht verfügenden Unternehmens gegenüber, so lassen sich folgende Feststellungen treffen³:

1 Vgl. die Übersicht über die Literatur zur Vollkostenpreisbildung bei S. Wied-Nebbeling 1975 sowie bei N. Irsch 1982.

2 In der "Vollkostentheorie" werden im allgemeinen Unternehmen beschrieben, die auf unvollkommenen Märkten mit sehr vielen oder wenigen Marktteilnehmern anbieten, die sich also einer Preis-Absatzfunktion mit endlicher Elastizität gegenübersehen. Vgl. S. Wied-Nebbeling 1975, S. 44.

3 Vgl. zum folgenden ebenda, S. 62 ff., sowie N. Irsch 1982, S. 212 ff.

- Nach der sog. starren Vollkostenregel wird der Preis für ein Produkt vom Unternehmen festgelegt, indem entweder die Summe aus variablen Stückkosten und einem prozentualen Aufschlag für die Fixkosten und für den gewünschten Gewinn gebildet wird oder indem auf die gesamten Durchschnittskosten eine prozentuale Gewinnspanne aufgeschlagen wird. Die Gewinnzuschläge sind dabei weitgehend durch Konvention der Branche oder des Unternehmens bestimmt.

Diese Art der Preiskalkulation kann nur zufällig zum gleichen (und dann gewinnmaximierenden) Preis führen wie marginale Preisbildung. Bei einer Änderung der Kostenfunktion oder der Nachfrage jedoch werden die Preise keinesfalls in übereinstimmender oder ähnlicher Weise an die neue Situation angepaßt; die starre Vollkostenpreisregel stellt keine Erklärung für - wie auch immer verursachte - Preisänderungen dar¹.

- Beim sog. flexiblen Vollkostenprinzip hingegen wird die auf die variablen Stückkosten aufzuschlagende Gewinnspanne nicht traditionell festgelegt, sondern je nach den Marktverhältnissen angepaßt. Nachfragehöhe und -elastizität sowie Preise der Konkurrenten spielen hier eine Rolle bei der Preisbildung. Wird die Gewinnspanne vom Unternehmen sukzessive verändert, um den Gewinn zu erhöhen und letztendlich einen maximalen Gewinn zu erzielen, kann eine Parallele zur marginalen Preisbildung eines Unternehmens mit monopolistischem Spielraum gezogen werden. Denn auch dieses kann durch den Vergleich der Vorteilhaftigkeit verschiedener Preis-Mengen-Kombinationen, die ja alle auf der für das Unternehmen relevanten Nachfragekurve, also seiner Preis- Absatz-Kurve, liegen müssen, den gewinnmaximalen Preis ermitteln, wobei die variablen Stückkosten die kurzfristige Preisuntergrenze darstellen².

Flexible Vollkostenpreisbildung kann also, sofern Gewinnmaximierung angestrebt wird, zu denselben Ergebnissen, d.h. Preisen und Anpassungsstrategien an Datenänderungen, führen wie marginale Preissetzung eines Nicht-Mengenanpassers.

1 Vgl. S. Wied-Nebbeling 1975, S. 51 ff., insb. S. 57.

2 Die Bedingung "Grenzerlös = Grenzkosten" wird hierbei nicht als Differential-, sondern als Differenzengleichung erfüllt. Vgl. auch ebenda, S. 22 f.

Eine Übereinstimmung zwischen Preis und Grenzkosten, die zu gesamtwirtschaftlicher Allokationseffizienz führen würde, wird jedoch weder durch flexible Vollkostenpreisbildung noch durch marginale Preisbildung bei Existenz von Marktmacht erreicht. Ebenso ist, aus einzelwirtschaftlicher Sicht, die Aufteilung der Gemeinkosten bei einem Mehrproduktunternehmen nur sehr unbefriedigend lösbar, da es dafür - außer den grenzkostenorientierten Ramsey-Preisen - keine theoretisch begründbare Methode gibt¹.

Für die Preisbildung in absoluten Monopolbereichen, in denen eventuell eine relativ geringe Preiselastizität der Nachfrage vorliegt, wird eine Orientierung an Vollkosten wohl nicht zu allokativ effizienten Ergebnissen führen, da hier die Gewinnspanne ohne Rücksicht auf Reaktionen von Konkurrenten festgelegt werden könnte. "Vollkosten" spiegeln auch nicht die volkswirtschaftlichen Opportunitätskosten des jeweiligen Ressourcenverzehr wider und sind vergangenheitsbezogen. Eine Annäherung an statische Allokationseffizienz auch in Monopolbereichen erfordert daher eine "marginalistische" Preisbildung, die sich an den Grenzkosten der Produktion orientiert².

3.2.7 Zwischenergebnis

Bisher wurden im Rahmen der Darstellung der Konzeption der statischen Allokationseffizienz die Bedingungen und Voraussetzungen des Pareto-Modells erläutert; ferner wurde auf die bedeutendsten Abweichungen von diesen Voraussetzungen und ihre Konsequenzen eingegangen.

Als wichtigstes Ergebnis ist festzuhalten, daß Preise, die in Höhe der Grenzkosten liegen oder in genau zu bestimmender Weise von diesen abweichen, zur Realisierung von Allokationseffizienz führen³. Im Fall zunehmender Skalenerträge resultieren aus den gesamtwirtschaftlich effizienten Grenzkostenpreisen einzelwirtschaftliche Defizite, die entweder durch zweiteilige oder gezonte Tarife (im Idealfall ohne Beeinträchtigung der statischen Effizienz) oder mittels der

1 Vgl. auch unsere Ausführungen im Abschnitt 7.2.

2 Vgl. zu den Aspekten kurz- und langfristiger Grenzkostenpreisbildung unsere Erläuterungen unter 3.2.2.

3 Vgl. auch allg. P. Friedrich 1977.

Erhebung von Ramsey- Preisen (die zu minimalen Wohlfahrts- bzw. Effizienzverlusten führen) abgedeckt werden müssen. Dagegen sind die Péage- Systeme von Allais oder Hutter nicht als wohlfahrtstheoretisch optimal anzusehen. Liegen periodische Nachfrageschwankungen vor, können diese ganz oder teilweise dadurch kompensiert werden, daß Nachfrager zu verschiedenen Zeitpunkten unterschiedliche Anteile der Kapazitätskosten neben den outputabhängigen Kosten zu tragen haben.

Ferner wurde erörtert, warum es auch dann, wenn in Teilbereichen der Wirtschaft einzelne oder mehrere Voraussetzungen des Pareto-Modells nicht gegeben sind, rational ist, eine weitgehende Erfüllung der Marginalbedingungen und damit auch die Verwirklichung von Grenzkostenpreisen anzustreben. Festzuhalten bleibt, daß der Versuch, "zweitbeste" Lösungen durch bewußte Abweichungen von weiteren Modellbedingungen zu realisieren, in einer sich entwickelnden Wirtschaft zum Scheitern verurteilt ist und in der Regel zu einem höheren Verlust an allokativer Effizienz führt als die Verwirklichung der "erstbesten" Lösungen in einer unvollkommenen Umgebung.

Damit werden die Ausführungen zur Allokationseffizienz zunächst abgeschlossen. Wir wenden uns nun dem Konzept der X-Effizienz zu, das nicht die externe, sondern die (unternehmens-) interne Effizienz in den Mittelpunkt der Analyse stellt. Dieses Konzept knüpft an der im Pareto-Modell implizit enthaltenen Voraussetzung an, die Unternehmen produzierten jeweils zu den geringstmöglichen Kosten. Damit wird in Frage gestellt, daß das Optimum der gesamtwirtschaftlichen Produktionsstruktur das Tauschoptimum und das Produktionsoptimum mit einschließt.

3.3 Das Konzept der X-Effizienz

Im Rahmen der mikroökonomischen Theorie nehmen die Konzeption der Allokationseffizienz und die Bedingungen und Voraussetzungen des Pareto-Modells breiten Raum ein. Empirische Untersuchungen, die versuchen, auf Abweichungen von diesen Voraussetzungen beruhende alloкатive Wohlfahrtsverluste zu quantifizieren, führen jedoch zu der Schlußfolgerung, daß die Verletzung der allokativen Effizienzkriterien (also etwa eine Abweichung von Grenzkostenpreisen) nur geringe Wirkungen auf die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt hat¹.

In Auseinandersetzung mit derartigen Analysen entwickelte Leibenstein das Konzept der X-Effizienz². Darin verwirft er die Prämisse des allokationstheoretischen Modells, daß die Unternehmen - unabhängig von der Marktstruktur, insbesondere von der Zahl der Anbieter - die von ihnen bereitgestellte Outputmenge jeweils zu den geringstmöglichen Kosten produzieren. Vielmehr lägen die tatsächlichen Durchschnittskosten um so mehr über den minimalen Kosten, je geringer der Wettbewerbsdruck ist, der auf die Unternehmen einwirkt.

Diese These wird von Leibenstein wie folgt begründet: Das einzelne Unternehmen ist in der Realität nicht die "monolithische Einheit", als die es im Pareto-Modell angesehen wird, sondern eine Organisation, die im wesentlichen aus der Unternehmensleitung, den "Managern", und den sonstigen Unternehmensmitgliedern, den "Beschäftigten", besteht. Gleichwohl streben alle Gruppen im Unternehmen die gleichen Ziele an und wollen vor allem ihren eigenen Nutzen maximieren³.

1 Vgl. A. C. Harberger 1954, D. Schwartzmann 1959, J. Siegfried/T. Tiemann 1974 sowie I. Böbel 1984, S. 179 ff., und die dort referierte Literatur.

2 Vgl. H. Leibenstein 1966.

3 In späteren Veröffentlichungen erweitert Leibenstein sein Grundmodell und lehnt sich stärker an die "Verhaltenstheorie der Firma" von Cyert und March an. In diesem Zusammenhang führt er dann auch die Annahmen begrenzter Rationalität (Satisfizierung statt Maximierung) sowie divergierender Zielsetzungen von Unternehmensleitung und übrigen Unternehmensmitgliedern ein, die er ursprünglich nicht gemacht hatte. Vgl. H. Leibenstein 1969, S. 601, Fn. 2; im Gegensatz dazu ders. 1978a, S. 20. Auf die Verhaltenstheorie der Firma gehen wir im Unterabschnitt 5.2.2 noch gesondert ein.

Doch nicht nur das monetäre Einkommen, sondern auch andere Faktoren, wie gutes Arbeitsklima oder geringer Leistungsdruck, gehen als Argumente in die Nutzenfunktionen ein. Dadurch können im Unternehmen sogenannte "Trägheitsbereiche" entstehen; das bedeutet, daß nicht jede mögliche Leistungsverbesserung durchgeführt wird, weil der einzelne die dafür aufzuwendende Anstrengung höher einschätzt als den Nutzen, den er aus der Verbesserung ziehen könnte¹. Die Existenz dieser Trägheitsbereiche führt dann dazu, daß das Unternehmen im allgemeinen nicht zu den geringstmöglichen Kosten produziert.

Während also die Theorie der Allokationseffizienz von der Prämisse ausgeht, daß exakt spezifizierte Inputfaktoren ein genau bestimmbares (nämlich das maximal mögliche) Produktionsergebnis hervorbringen, postuliert das Konzept der X-Effizienz eine "Verschwendung" des Faktors Arbeit²: "Es ist eine einfache Tatsache, daß weder einzelne Individuen noch Unternehmen so hart arbeiten und sich in so effizienter Weise mit Informationen versehen, wie sie es könnten"³.

Damit kann es bei gegebenen konstanten Inputmengen zu unterschiedlichen Produktionsleistungen kommen, und zwar aufgrund von vier Ursachen:

- Mangelhafte, nicht detailliert genug ausgearbeitete Arbeitsverträge führen dazu, daß Arbeitsrollen verschieden interpretiert oder Leistungen mit unterschiedlicher Intensität erbracht werden können.
- Bestimmte Produktionsfaktoren (z.B. Know-how, Rohstoffe) sind nicht für jeden, nicht jederzeit oder nur zu unterschiedlichen Bedingungen verfügbar.
- Eine nicht genau spezifizierte oder nicht völlig bekannte Produktionsfunktion hat zur Folge, daß z.B. durch Lernprozesse im Lauf der Zeit - ohne zusätzlichen Faktoringput - die Kosten gesenkt werden können.
- Interdependenzen und Marktunvollkommenheiten (unsichere Erwartungen) können wettbewerbsbeschränkende Verhaltensweisen wie z.B. spontan-solidarisches Parallelverhalten bewirken.

1 Vgl. H. Leibenstein 1969, S. 606 ff.

2 Vgl. I. Böbel 1984, S. 219.

3 H. Leibenstein 1978b, S. 353.

Aufgrund der genannten Faktoren wird also weniger Output erzeugt, als es mit den eingesetzten Faktormengen möglich wäre, und die tatsächlichen Durchschnittskosten pro Outputereinheit sind höher als die minimalen Kosten. Die Abweichung der realen von den geringstmöglichen Kosten oder des tatsächlichen vom maximalen Output kann daher als Maß für die X-Ineffizienz definiert werden¹.

Nach Leibenstein hängt nun der Grad der X-Ineffizienz von der Motivation sowohl der Unternehmensleitung als auch der übrigen Unternehmensmitglieder ab. Die Motivation wiederum wird, neben firmeninternen Faktoren wie Art der Leistungskontrolle oder Formen der Zusammenarbeit², vom aus der marktlichen Umwelt auf das Unternehmen einwirkenden Wettbewerbsdruck beeinflusst. Ist dieser schwach, dann ist auch die Motivation der Unternehmensmitglieder gering, die Trägheitsbereiche zu verlassen, und die Unternehmensleitung läßt diese "Verschwendung" zu, die zu erhöhten Stückkosten führt. Ist jedoch die Wettbewerbsintensität stark ausgeprägt, dann sind alle Unternehmensmitglieder hoch motiviert, den Druck zu verringern, indem die Trägheitsbereiche verkleinert werden und nach kostensenkenden Verfahren gesucht wird.

Nicht nur alloкатive Effizienzverluste, sondern auch und gerade die Existenz von X-Ineffizienz begründen also die Ablehnung von dauerhaften Monopolstellungen. Oder umgekehrt: Wettbewerb führt nicht allein zur Realisierung von Allokationseffizienz, indem er die Unternehmen zu einer Preisbildung zwingt, die gesamtwirtschaftlich gesehen wohlfahrtsoptimal ist, sondern auch zur Minimierung der X-Ineffizienz, indem die tatsächlichen Kosten bis auf die geringstmöglichen Kosten reduziert werden müssen, da sonst für das jeweilige Unternehmen die Gefahr des Ausscheidens aus dem Markt besteht³.

Die Messung der durch X-Ineffizienz verursachten Wohlfahrtsverluste bereitet allerdings erhebliche Schwierigkeiten⁴. Es müßten nämlich

1 Vgl. H.-J. Bodenhöfer 1973, S. 673, sowie I. Böbel 1984, S. 219.

2 Damit ist die Organisationsstruktur der Unternehmen angesprochen, auf die später noch gesondert eingegangen wird. Vgl. unsere Ausführungen im Unterabschnitt 5.2.3.

3 Damit ist nicht nur der Wettbewerb auf dem Gütermarkt, sondern auch auf dem Markt für Manager bzw. für Kapital angesprochen. Vgl. z.B. A. Picot 1984, S. 208 ff.

4 Ebenso wie auch die Quantifizierung allokativer Effizienzverluste methodische Probleme verursacht. Vgl. E. Kaufer 1980, S. 295 ff., sowie I. Böbel 1984, S. 179 ff.

Branchen gefunden werden, in denen die gleichen Produkte zum Teil auf wettbewerblichen, zum Teil auf monopolistischen Märkten angeboten werden und in denen kein systematischer Zusammenhang zwischen Marktstruktur und Struktur der Verfügungsrechte besteht¹, in denen also beispielsweise die Monopolstellung nicht auf dem Ausschluß von Konkurrenz durch staatliche Marktzutrittsregelungen beruht.

Eine der wenigen Studien, die explizit das Ausmaß von X-Ineffizienzen festzustellen versuchen, stellt die Elektrizitätsversorgung in amerikanischen Städten durch zwei konkurrierende EVU der monopolistischen Stromversorgung in anderen Städten gegenüber². Im Ergebnis weisen die monopolistischen Märkte ein deutlich höheres Kostenniveau auf als die Märkte, auf denen Wettbewerb zwischen zwei Konkurrenten besteht. Damit erweist sich auch, daß X-Ineffizienz sogar die Kostenvorteile durch zunehmende Skalenerträge, wie sie in der Elektrizitätswirtschaft bei Transport und Verteilung von Strom gegeben sind³, überkompensieren kann. Die wohlfahrtstheoretische Begründung für den Schutz natürlicher Monopole vor Konkurrenz ist somit zu relativieren, wenn man von der realistischen Annahme ausgeht, daß X-Ineffizienz in um so höherem Maße existiert, je geringer der Wettbewerbsdruck ist⁴.

Angesichts dieses Ergebnisses ist die oben getroffene Aussage hinsichtlich einer wohlfahrtsoptimalen Wirtschaftspolitik⁵ wie folgt zu ergänzen: Die Verhinderung von Wettbewerbsbeschränkungen führt nicht nur zur Realisierung von Allokationseffizienz, indem tendenziell die Bildung von Grenzkostenpreisen erzwungen wird, sondern auch zur Realisierung von X-Effizienz, indem die tatsächlichen Kosten den minimalen Kosten angenähert werden. In den Bereichen, in denen Wettbewerbsversagen vorliegt, ist hingegen in jedem Einzelfall eine Effizienzabwägung durchzuführen und zu prüfen, ob staatliche Eingriffe tatsächlich wohlfahrtserhöhend wirken. Wenn beispielsweise staatliche Marktzugangsregelungen zwar einerseits das Ausnutzen von zunehmenden Skalenerträgen in der Produktion

1 Vgl. J. Kruse 1985, S. 104.

2 Vgl. W. J. Primeaux 1977. Einen Überblick über weitere empirische Untersuchungen der X-Ineffizienz gibt I. Böbel 1984, S. 228 f.

3 Vgl. hierzu unsere Ausführungen im 6. Kapitel.

4 Vgl. die Ausführungen im nächsten Kapitel.

5 Vgl. S. 28.

erlauben, andererseits aber das Ausmaß der X-Ineffizienz zu einem erheblichen Anstieg der Durchschnittskosten führt, so wird der allo-kative Effizienzgewinn durch den Verlust an X-Effizienz kompensiert oder sogar überkompensiert, und letztendlich wird die Wohlfahrt nicht erhöht, sondern vermindert.

3.4 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurden zwei statische Effizienzkonzeptionen dargestellt, wobei die Theorie der Allokationseffizienz gesamtwirtschaftlich und das Konzept der X-Effizienz einzelwirtschaftlich ausgerichtet ist. Zusammenfassend ist festzustellen:

- Allokationseffizienz und damit auch maximale Wohlfahrt ist dann realisiert, wenn die Marginalbedingungen des Pareto-Optimums erfüllt sind. Das heißt, daß sowohl ein Optimum der Faktorallokation als auch ein Tauschoptimum als auch eine optimale gesamtwirtschaftliche Produktionsstruktur verwirklicht werden.
- Das Pareto- Optimum ist über den Konkurrenzmechanismus realisierbar und wird - unter den erwähnten Bedingungen - durch ein universales System von Grenzkostenpreisen ermöglicht.
- Obwohl in der Realität die Prämissen des Pareto-Modells häufig nicht vorliegen, so daß im modelltheoretischen Sinne Effizienzeinbußen unvermeidlich sind, ist es bei einer Orientierung am Wohlstandsziel rational, auch in einer unvollkommenen Umgebung ein System von Grenzkostenpreisen anzustreben.
- Das kann, bei Vorliegen bestimmter Bedingungen, auch bedeuten, daß Preise, die systematisch von den Grenzkosten abweichen, wohlfahrts-optimal sind.
- X-Effizienz ist dann realisiert, wenn das einzelne Unternehmen zu den geringstmöglichen Kosten produziert, wie es im Pareto-Modell vorausgesetzt wird.

- Je geringer der Wettbewerbsdruck ist, dem ein Unternehmen unterworfen ist, um so höher ist der Verlust an X-Effizienz.

- Empirischen Untersuchungen zufolge sind die durch X-Ineffizienz verursachten Wohlfahrtsverluste weitaus bedeutender als die auf allokativer Ineffizienz beruhenden. Das heißt, unter Effizienzgesichtspunkten ist es in der Regel wichtiger, durch wirtschaftspolitische Maßnahmen die Realisierung der X-Effizienz sicherzustellen, als die Bedingungen der Allokationseffizienz zu verwirklichen. Allerdings kann z.B. die Verhinderung von Wettbewerbsbeschränkungen sich sowohl in bezug auf die Allokationseffizienz (Tendenz zu mengenanpassendem Verhalten bzw. zu Grenzkostenpreisen) als auch auf die X-Effizienz (Tendenz zur weitestmöglichen Kostensenkung) positiv auswirken.

Im folgenden Kapitel wird nun eine weitere und weitaus gravierendere "Abweichung" von den üblicherweise bei der Betrachtung des Marktgeschehens unterstellten Annahmen behandelt, nämlich das natürliche Monopol.

Im Rahmen des Konzepts der statischen Effizienz wird das natürliche Monopol als eine Art des Marktversagens angesehen¹, während wir es oben als Fall des Wettbewerbsversagens klassifiziert haben². Diese Unterscheidung bekommt jedoch erst am Schluß des Kapitels Bedeutung.

Im Zusammenhang unserer Arbeit ist die Konzeption des natürlichen Monopols deshalb von besonderer Relevanz, weil die Elektrizitätswirtschaft häufig als natürlicher Monopolbereich bezeichnet wird und weil sich auf diese vorgebliche Eigenschaft auch zahlreiche branchentypische Sonderregelungen stützen. Inwieweit dies berechtigt ist, wird später im 6. Kapitel erörtert.

1 Vgl. etwa J. Müller/I. Vogelsang 1979, S. 36.

2 Vgl. unsere Ausführungen unter 2.3.

4. Kapitel: Die Theorie des natürlichen Monopols

4.1 Begriff und Definition

Der Begriff des natürlichen Monopols wurde bereits von J. St. Mill geprägt, der ihn im Jahr 1848 im Zusammenhang mit der Londoner Gas- und Wasserversorgung verwendete¹. Die zahlreichen seither in der Literatur genannten Ansätze einer Theorie natürlicher Monopole stellen teilweise auf ganz unterschiedliche Definitionsmerkmale ab². Der am weitesten verbreitete Begriff jedoch geht davon aus, daß ein natürliches Monopol dann vorliegt, wenn die gesamte auf einem Markt nachgefragte Menge eines oder mehrerer Güter von einem Anbieter zu niedrigeren Kosten bereitgestellt werden kann als von jeder höheren Zahl von Anbietern³.

Insofern unterscheidet sich das natürliche Monopol von anderen Formen des Monopols, die z.B. auf wettbewerbsbeschränkenden Verhaltensweisen oder alleinigem Ressourcenbesitz beruhen. Denn in solchen Bereichen bewirkt die Einführung von Wettbewerb regelmäßig bessere Ergebnisse im Sinne höherer gesellschaftlicher Wohlfahrt und realisierter Allokationseffizienz, während das natürliche Monopol als Ergebnis eines Wettbewerbsprozesses entstehen kann und der Produktion unter Konkurrenzbedingungen hinsichtlich der allokativen Effizienz überlegen ist.

Welche technischen bzw. ökonomischen Bedingungen gegeben sein müssen, damit ein natürliches Monopol vorliegt, und wie sich diese auf die allokativ effiziente Preisbildung auswirken, wird für Einproduktunternehmen im folgenden und für Mehrproduktunternehmen im übernächsten Unterabschnitt dargestellt.

1 Vgl. J. St. Mill 1926, S. 143.

2 Vgl. die Übersicht über die relevante Literatur bei R. Schmalensee 1979, S. 5 ff., sowie W. Sharkey 1982, S. 15 ff.

3 Vgl. B. Mitnick 1980, S. 297.

4.1.1 Das natürliche Einprodukt-Monopol

Vorauszuschicken ist, daß die Analyse zunächst in einem statischen Rahmen erfolgt. D.h., es wird von gegebener Technologie, gegebener Nachfrage und gegebenen Faktorpreisen ausgegangen.

Definitionsgemäß liegt ein natürliches Monopol vor, wenn ein Anbieter die am Markt nachgefragte Menge eines Gutes am kostengünstigsten gegenüber jeder höheren Zahl von Anbietern produzieren kann.

Stellt man die Gesamtkosten der Produktion des Gutes Q bei einem Anbieter durch die Funktion

$$C = C(q)$$

und die Gesamtkosten der Produktion durch mehrere Anbieter durch die Funktion

$$C = C(q_1) + C(q_2) + \dots + C(q_n) \text{ mit } \sum_{i=1}^n q_i = q$$

dar, dann gilt in einem natürlichen Monopolbereich

$$(4.1) \quad C(q) < \sum_{i=1}^n C(q_i).$$

Eine derartige Kostenfunktion nennt man subadditiv¹. Hinreichende, jedoch nicht notwendige Bedingung für die Subadditivität sind steigende Skalenerträge, die sinkende Durchschnittskosten mit zunehmender Produktionsmenge implizieren² (vgl. Abb. 4.1).

1 Vgl. hierzu insb. W. Sharkey 1982, S. 57 ff., R. Schmalensee 1979, S. 3 f., sowie W. Baumol 1977, S. 812 ff.

2 Vgl. W. Baumol/J. Panzar/R. Willig 1982, S. 59 f.

Abb. 4.1: Globale Subadditivität der Kostenfunktion

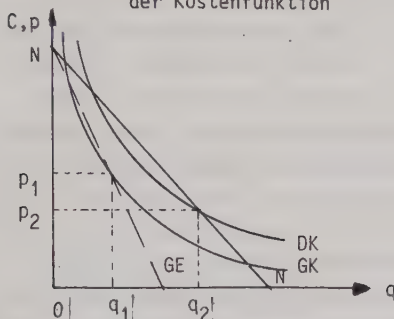
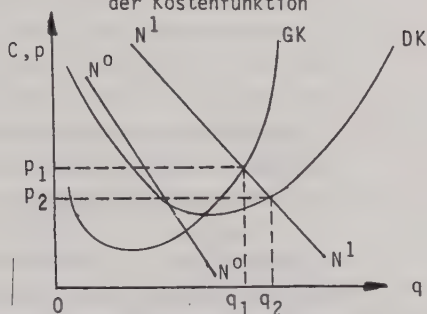


Abb. 4.2: Lokale Subadditivität der Kostenfunktion



Allerdings kann eine Kostenfunktion auch dann die Eigenschaft der Subadditivität aufweisen, wenn die zunehmenden Skalenerträge nicht global vorliegen, wenn also ab einer bestimmten Outputmenge die Durchschnittskosten wieder ansteigen (vgl. Abb. 4.2). Die Grenzkosten liegen im Fall zunehmender Skalenerträge immer unter den Durchschnittskosten; eine subadditive Kostenfunktion kann jedoch sowohl sinkende (wie im linken Teil der Abb. 4.2) als auch konstante (wie in Abb. 4.1) als auch steigende (wie im rechten Teil der Abb. 4.2) Grenzkosten aufweisen, die im letzten Fall auch über den Durchschnittskosten liegen.

Die Probleme, die eine allokativ effiziente Preisbildung bei Vorliegen zunehmender Skalenerträge bereitet, wurden bereits oben (im Abschnitt 3.2.4) diskutiert. Sie stellen sich auch Unternehmen auf natürlichen Monopolmärkten, selbst wenn diese im allgemeinen staatlichen Regulierungsmaßnahmen unterliegen¹.

- Sieht man bei globaler Subadditivität der Kostenfunktion von der Möglichkeit einer staatlichen Subventionierung zur Defizitdeckung ab, die ohnehin in der Regel wohlfahrtsmindernd wirkt, so wird Kostendeckung bei einem Preis erreicht, der gleich den Durchschnittskosten ist (p_2 in Abb. 4.1); hier wird dann die Menge q_2 angeboten. Dabei handelt es sich um eine quasi-optimale Preis-Mengen-Kombination, da im Einproduktfall der Ramsey-Preis ja gleich den Durchschnittskosten ist.

¹ Vgl. hierzu auch unsere Ausführungen unter 5.3.2.

Auch optimale zweiteilige oder gezonte Preise, wie sie in Abschnitt 3.2.4 beschrieben wurden, können beim natürlichen Monopol zur Realisierung von Allokationseffizienz bei Eigenwirtschaftlichkeit führen. Allerdings sind sie in der Praxis schwieriger zu handhaben, denn im allgemeinen verursacht die erforderliche Marktsplattung nicht unerhebliche Kosten; zudem ist die Festlegung der Grundgebühr so, daß nicht Kunden vom Konsum völlig ausgeschlossen werden, kaum möglich¹.

- Liegt eine nur lokal subadditive Kostenfunktion vor (vgl. Abb. 4.2)², dann gelten die obigen Ausführungen lediglich bei einem Nachfrageverlauf von $N^0 N^0$. Bei einer Nachfragefunktion $N^1 N^1$ hingegen gibt es folgende Möglichkeiten:

a) Der Monopolist legt seinen Preis in Höhe der Grenzkosten fest (p_1). Bei diesem wohlfahrtsoptimalen Preis erzielt er einen Gewinn in Höhe von q_1 (GK - DK). Damit entsteht jedoch ein Anreiz für einen potentiellen Konkurrenten, in den Markt einzudringen und zumindest einen Teil der Nachfrage auf sich zu ziehen. Denn auch wenn der Neuanbieter technologisch nicht überlegen ist und dieselbe Kostenfunktion aufweist wie das etablierte Unternehmen, kann er einen Preis setzen, der geringfügig unter p_1 liegt, und dennoch ebenfalls einen Gewinn erzielen. Da definitionsgemäß im natürlichen Monopol nur ein Unternehmen die Nachfrage am kostengünstigsten befriedigt, wird so durch eine allokativ effiziente Preissetzung des etablierten Unternehmens ein gesamtwirtschaftlich ineffizienter Marktzutritt induziert.

b) Ist der natürliche Monopolist durch eine Aufsichtsbehörde gehalten, Kostendeckung ohne Gewinnerzielung zu realisieren, dann kann er nur einen Preis in Höhe der Durchschnittskosten, also im Beispiel p_2 , wählen. Ein niedrigerer Preis führt, sofern die gesamte Nachfrage zum einheitlichen Preis befriedigt werden muß, zu Verlusten beim Monopolunternehmen, während ein über p_2 liegender Preis wiederum einen poten-

1 Vgl. unsere Ausführungen im Abschnitt 3.2.4. Welche Möglichkeiten staatliche Aufsichtsbehörden bzw. Regulierungsorgane haben, einen Monopolisten zu statisch effizienter Preissetzung zu veranlassen, wird dargestellt bei I. Vogelsang/J. Finsinger 1979 sowie J. Finsinger/I. Vogelsang 1981.

2 Die einer solchen Kostenfunktion zugrunde liegende Produktionsfunktion nennt man homothetisch. Sie kann in der Form $q = F[G(K,L)]$ geschrieben werden. Dabei ist $G = G(K,L)$ eine linear-homogene Produktionsfunktion mit den beiden Produktionsfaktoren K und L ; F ist jedoch eine monoton zunehmende Funktion von G . Vgl. M. Neumann 1982a, S. 62 f.

tiellen Konkurrenten auf den Markt lockt, der die nachgefragte Menge q_2 zum Preis p_2 anbieten kann. In jedem Fall ergibt sich ein Resultat, das allokativ ineffizient ist¹.

Bestehen auch keine Markteintrittshindernisse und reagiert das im Markt befindliche Unternehmen nicht durch Preisänderungen auf den Markteintritt, so kann es bei nicht durchgehend steigenden Skalenerträgen zu Wohlfahrtsverlusten kommen, indem ein zweites Unternehmen mit dem gleichen Produkt und derselben Technologie in den Markt eintritt. Dadurch steigen die Durchschnittskosten der Produktion über das bei der gegebenen Technologie mögliche Niveau, und auch der (kostendeckende) Preis erhöht sich. Allerdings ist bei steigenden Durchschnittskosten die Effizienzüberlegenheit eines natürlichen Monopols nur bis zu einer bestimmten Outputmenge gegeben. Wächst die Nachfrage darüber hinaus, dann ist die Kostenfunktion nicht mehr subadditiv, und das entsprechende Gut kann effizienter (d.h. kostengünstiger) unter Wettbewerbsbedingungen angeboten werden².

4.1.2 Das natürliche Monopol im Mehrproduktfall³

Ein Mehrprodukt-Unternehmen kann durch einen der folgenden Tatbestände gekennzeichnet werden:

- Verbundproduktion liegt vor, wenn Produktionsfaktoren, die zur Herstellung eines Gutes benötigt werden, ganz oder teilweise auch zur Produktion anderer Güter herangezogen werden können (teilbare Inputs)⁴.

1 Im Zusammenhang mit dem Konzept bestreitbarer Märkte wird darauf noch eingegangen. Vgl. S. 96 ff.

2 Vgl. unsere Ausführungen im Unterabschnitt 4.3.2.

3 Ebenso wie in der Gesamtwirtschaft stellt das Mehrproduktunternehmen auch in tatsächlichen oder vorgeblichen natürlichen Monopolbereichen den Regelfall dar (vgl. z.B. E. Heuß 1965, S. 191). Auch bei der Elektrizitätserzeugung handelt es sich um Verbundproduktion, wie später im Abschnitt 6.2 ausführlich dargelegt wird. An dieser Stelle sei nur darauf verwiesen, daß z.B. die gleiche Leistungskapazität eines Kraftwerks am frühen Vormittag an Kraftstromabnehmer, am späten Vormittag an Kochwärmeabnehmer und am Abend an Lichtabnehmer verkauft werden kann. Vgl. auch H. Solling 1971, S. 12 f.

4 Vgl. J. Panzar/R. Willig 1981, S. 269, sowie E. Kaufer 1981, S. 59.

Dabei kann es sich um Anlagenkapazitäten handeln, die zu verschiedenen Zeiten für die Produktion unterschiedlicher Güter genutzt werden (z.B. die Erstellung der Dienstleistungen "Beförderung von Personen" oder "Beförderung von Fracht" auf denselben Schienenwegen oder die Produktion von Kraftstrom, Wärmestrom und Lichtstrom in demselben Kraftwerk), aber auch um universell einsetzbare menschliche Arbeitskraft.

- Dagegen spricht man von Kuppelproduktion, wenn bei der Produktion eines Gutes zwangsläufig ein anderes mit anfällt. Beispiele sind die Eigenschaften chemischer Prozesse (bei der Verarbeitung von Rohöl entstehen Benzin, leichtes und schweres Heizöl usw.) oder natürliche Gegebenheiten (bei der Produktion von Fleisch fallen gleichzeitig Leder, Felle usw. an).

In beiden Fällen entsteht das Problem, daß die Gemeinkosten, d.h. diejenigen Kosten, die nicht kausal auf eine Outputänderung zurückzuführen sind und allen Produktionsrichtungen zugrunde liegen, nur unter erheblichen methodischen Schwierigkeiten den verschiedenen Produkten zugerechnet werden können¹.

Damit ist jedoch die Subadditivität der Kostenfunktion des Mehrproduktunternehmens nur schwer nachzuweisen. Während im Einproduktfall zunehmende Skalenerträge bzw. sinkende Durchschnittskosten als hinreichende Bedingung für Subadditivität gelten, ist es im Mehrproduktfall kaum möglich, die Outputmengen der verschiedenen Güter in geeigneter Weise zu aggregieren bzw. die Gesamtkosten der Produktion entsprechend auf die einzelnen Inputfaktoren aufzuteilen, wenn nicht die Mengen aller Produktionsfaktoren bzw. aller Güter im gleichen Verhältnis erhöht werden. Damit sind sinkende Gesamtdurchschnittskosten bzw. zunehmende Skalenerträge weder notwendig noch hinreichend für eine subadditive Kostenfunktion.

¹ Eine Möglichkeit der Gemeinkostenzurechnung besteht, wie im Unterabschnitt 3.2.3 bereits kurz erwähnt wurde, in der Orientierung an den inversen Preiselastizitäten der Nachfrage der verschiedenen Produkte. Das entspricht der Bildung von Ramsey-Preisen. Vgl. J. Kruse 1985, S. 84.

Auch das Vorliegen von Umfangs- bzw. Verbundvorteilen (economies of scope), die bei Mehrproduktunternehmen im allgemeinen gegeben sind, garantiert nicht, daß die Kostenfunktion subadditiv ist. Derartige Verbundvorteile entstehen, wenn beispielsweise Inputfaktoren bei der Produktion mehrerer Güter genutzt werden können oder wenn Kuppelprodukte anfallen. Sie führen dazu, daß ein einziges Unternehmen ein bestimmtes Güterbündel kostengünstiger anbieten kann, als wenn mehrere Unternehmen die Produkte jeweils einzeln herstellen würden.

Zur Definition von Subadditivität der Kostenfunktion im Mehrproduktunternehmen ist vielmehr die folgende Überlegung maßgeblich¹: Dehnt das Unternehmen alle Outputmengen im relativ gleichen Maße aus, während die Einsatzmengenerweiterung einem Minimalkostenpfad folgt (und daher im allgemeinen nicht proportional verläuft), dann hat das zur Folge, daß die Gesamtkosten im Vergleich zum Output unterproportional steigen und daß deshalb sinkende Durchschnittskosten entlang einem linearen Expansionspfad, der ein Strahl durch den Ursprung der (mehrdimensionalen) Kostenfunktion ist, vorliegen. Das Problem ist damit auf einen zweidimensionalen Zusammenhang reduziert worden, so daß zunehmende Skalenerträge feststellbar sind. Hinreichende Bedingung für die Subadditivität der Kostenfunktion im Mehrproduktfall sind also zunehmende Skalenerträge bzw. sinkende Durchschnittskosten entlang einem linearen Expansionspfad; zusätzlich können auch noch Verbundvorteile vorliegen².

Weitaus problematischer als im Einproduktfall gestaltet sich die Preisbildung bei einem Mehrproduktunternehmen. Auch hier sind globale und lokale Subadditivität der Kostenfunktion zu unterscheiden. Im ersten Fall liegen die Grenzkosten immer unter den Durchschnitts-

1 Vgl. W. Baumol 1976, S. 44 f., sowie W. Baumol/J. Panzar/R. Willig 1982, S. 48 ff., 175. Das hier lediglich in den Grundzügen dargestellte kostentheoretische Instrumentarium wurde von den genannten Autoren insbesondere entwickelt, um im Rahmen des Konzepts des bestreitbaren Marktes für den Mehrproduktfall aussagekräftige Ergebnisse zu erhalten. Vgl. hierzu unsere Ausführungen im nächsten Unterabschnitt.

2 Vgl. die ausführliche formale Darstellung bei W. Baumol/J. Panzar/R. Willig 1982, S. 174 ff., sowie bei W. Sharkey 1982, S. 67 ff.

kosten; das Unternehmen muß also, wenn es ein Defizit vermeiden und gleichzeitig wohlfahrtsoptimale Preise setzen will (bzw. muß), Ramsey-Preise oder optimale zweiteilige Preise bilden. Produziert der Monopolist allerdings im Bereich bereits wieder steigender Durchschnittskosten, so hat er mit dem Marktzutritt von Konkurrenten zu rechnen, die die gleiche Technik verwenden, jedoch nur einen Teil des Produktionsprogramms bzw. der gesamten Outputmenge des etablierten Monopolisten anbieten.

Unter welchen Bedingungen der (ineffiziente) Marktzutritt von Newcomern auf natürlichen Monopolmärkten unterbleibt, ohne daß durch staatliche Regulierungsmaßnahmen Marktzutrittschranken errichtet werden, wird im Rahmen der sog. "Unsustainability"-Analysen sowie des "Contestable Markets"-Konzepts untersucht¹. Letzteres ist Gegenstand des folgenden Abschnitts.

4.2 Preisbildung und Marktzutrittsresistenz

4.2.1 Das Konzept der bestreitbaren Märkte²

Dieser erst in jüngster Zeit entwickelte theoretische Ansatz thematisiert das Verhältnis von potentieller zu aktueller Konkurrenz und stellt die Bedingungen dar, unter denen Industriestrukturen, im Spezialfall: natürliche Monopole, gegenüber Markteintritten "resistent" sind. Dabei wird als "Industriestruktur" die Gesamtheit der Unternehmen auf einem bestimmten Markt einschließlich der herrschenden Preise und der dazugehörigen Mengen der einzelnen Produkte verstanden³.

1 Vgl. zur Sustainability-Analyse z.B. J. Panzar/R. Willig 1977, dies. 1981, W. Baumol/E. Bailey/R. Willig 1977 sowie W. Baumol/R. Willig 1981. Das Konzept der Contestable Markets wird ausführlich dargestellt in W. Baumol/J. Panzar/R. Willig 1982.

2 Die Übersetzung wurde in Anlehnung an M. Braulke 1983 übernommen. Teilweise werden in der deutschen Literatur auch die Begriffe "anfechtbare Märkte" (U. Fehl 1985) oder "angreifbare Märkte" (N. Blattner 1983) verwendet, sofern eine Übersetzung nicht völlig vermieden wird (G. Aschinger 1984).

3 Vgl. auch J. Kruse 1985, S. 299.

Ein vollkommen bestreitbarer Markt (perfectly contestable market) weist definitionsgemäß folgende Eigenschaften auf:

(1) Es existieren keinerlei Markteintrittshindernisse. Neuanbieter und etabliertes Unternehmen haben die gleichen Kosten zu tragen; das heißt auch, daß keine versunkenen Kosten vorliegen und der Marktaustritt frei und kostenlos ist¹.

(2) Ein potentieller Konkurrent verfügt über die gleiche Technologie und über denselben Zugang zu den Faktormärkten wie das im Markt befindliche Unternehmen.

(3) Die Nachfrager haben keine Präferenzen gegenüber dem etablierten Unternehmen; es handelt sich um einen homogenen Markt.

(4) Ein Neuanbieter tritt immer dann, wenn es für ihn profitabel ist, in den Markt ein. Das ist der Fall, wenn er den aktuellen Marktpreis unterbieten und dennoch einen Gewinn machen kann. Dabei erwartet er, daß die etablierte Firma nicht durch Preisänderung auf den Markteintritt reagiert. Er nimmt aber an, daß die Nachfrager unmittelbar auf den niedrigeren Preis reagieren.

(5) Transaktions- und Informationskosten existieren nicht².

Das Konzept bestreitbarer Märkte ist - gemessen an den Prämissen - demnach durchaus mit dem Modell der vollständigen Konkurrenz vergleichbar. Es ist jedoch insofern allgemeiner formuliert, als die Marktstruktur bzw. die Anzahl der Anbieter keine Rolle spielt. Von daher kann es auch auf natürliche Monopole angewendet werden.

Ist auf einem derart charakterisierten Markt ein Gleichgewicht zustande gekommen, so wird die bestehende Industriestruktur als zulässig (feasible) bezeichnet, sofern keines der Unternehmen Verluste

1 Versunkene Kosten entstehen, wenn bestimmte Produktionsfaktoren nur in einer speziellen Verwendungsrichtung eingesetzt und nicht (bzw. nur mit großen Schwierigkeiten) in andere Produktionsrichtungen transferiert werden können. Beispiele hierfür sind langlebige spezialisierte Kapitalgüter oder spezielle Markteinführungsaktivitäten (Werbung, Zulassung). Versunkene Kosten können zum einen Markteintrittshindernisse bilden, da sie beim etablierten Unternehmen keine Rolle mehr spielen, beim potentiellen Konkurrenten jedoch in die kurzfristige Kostenfunktion eingehen. Zum anderen können sie Marktaustrittshindernisse darstellen, solange das zugrunde liegende Investitionsgut noch nicht ökonomisch abgeschrieben ist und der Abschreibungsverlust, der einem Unternehmen beim Marktaustritt entstünde, höher ist als der laufende Verlust, der beispielsweise aus der Unterbietung der Preise eines Newcomers resultierte. Vgl. C.C.v. Weizsäcker 1980, S. 49, W. Baumol/R. Willig 1981, S. 418, sowie J. Kruse 1985, S. 41 ff.

2 Vgl. zur Definition solcher Kosten unsere Ausführungen im Abschnitt 5.4.

macht und die gesamte Marktnachfrage bei der bestehenden Preisstruktur befriedigt wird. Kann zudem kein potentieller Konkurrent eine Gewinnchance entdecken, ist also ein (weiterer) Markteintritt nicht profitabel, so heißt die zulässige Industriestruktur tragfähig (sustainable).

Eine solche tragfähige Industriestruktur auf einem bestreitbaren Markt besteht, wenn es sich um ein natürliches Monopol handelt, nur aus einem einzigen Anbieter. Dieser ist gegen potentielle Konkurrenten dann resistent, wenn die folgenden Bedingungen erfüllt sind (die analog auch für tragfähige Industriestrukturen mit mehreren Anbietern gelten):

- Die Nachfragefunktionen nach den einzelnen vom Monopolisten produzierten Gütern sind voneinander unabhängig, d.h., alle Kreuzpreiselastizitäten sind gleich Null.
- Es liegt ein ausreichender Grad von Kostenkomplementarität vor. Das ist dann der Fall, wenn für die Produktion der einzelnen Güter Inputfaktoren gemeinsam genutzt werden können (Verbundproduktion) oder wenn Kuppelprodukte hergestellt werden¹.
- Bei der Produktion des Güterbündels liegen konstante oder zunehmende, nicht jedoch abnehmende Skalenerträge vor.
- Die Gesamtkosten des angebotenen Güterbündels werden minimiert; d.h., das Unternehmen produziert technisch effizient.
- Die Preisstruktur ist subventionsfrei.
- Das etablierte Unternehmen erzielt keinen Gewinn.

Aus der letztgenannten Bedingung in Zusammenhang mit der oben genannten Voraussetzung für zulässige Industriestrukturen (verlustfreie Produktion) ist nun abzuleiten, daß das natürliche Monopol genau dann resistent gegen Markteintritte ist, wenn es Ramsey-Preise setzt. Somit wird das Monopolunternehmen ohne staatliche Eingriffe gezwungen, zum einen technisch effizient, d.h., zu den bei der jeweiligen Menge geringstmöglichen Kosten, zu produzieren und zum anderen quasi-optimale Preise zu setzen². Die Wirkungen der potentiellen Konkurrenz machen unter den Modellbedingungen also jegliche Regulierung überflüssig.

¹ Vgl. W. Sharkey 1982, S. 70 ff., sowie G. Aschinger 1984, S. 222.

² Vgl. zu den Bedingungen der Marktzutrittsresistenz im Mehrproduktfall ausführlich W. Baumol/E. Bailey/R. Willig 1977, R. Willig 1980, W. Sharkey 1982 sowie W. Baumol/J. Panzar/R. Willig 1982, Kap. B.

Die Grenzen der Tragfähigkeit (bzw. Marktzutrittsresistenz) des natürlichen Monopols sind allerdings dann erreicht, wenn auch nur eine der restriktiven Voraussetzungen des Modells nicht erfüllt wird. Von den zahlreichen theoretischen Möglichkeiten, das Zustandekommen eines tragfähigen Gleichgewichts zu verhindern, sollen im folgenden Unterabschnitt die drei behandelt werden, die im untersuchten Zusammenhang von besonderer Relevanz sind: Interne Subventionierung, abnehmende Skalenerträge und Markteintritts- bzw. -austrittshindernisse¹.

4.2.2 Grenzen der Bestreitbarkeit

(1) Ein natürliches Monopol stellt nur dann eine tragfähige Industriestruktur dar, wenn seine Preisstruktur subventionsfrei ist. Unter (interner) Subventionierung versteht man im allgemeinen die allokativ ineffiziente Situation, daß einzelnen Kundengruppen für den Bezug eines Gutes weniger berechnet wird, als die Durchschnittskosten der Produktion ausmachen, während andere Kundengruppen mehr als die Durchschnittskosten für das gleiche Gut bezahlen müssen (Einproduktfall), bzw. daß bestimmte Güter aus der Produktionspalette eines Unternehmens zu Preisen verkauft werden, die unter den Durchschnittskosten liegen, andere Güter dagegen zu über den Durchschnittskosten liegenden Preisen abgegeben werden (Mehrproduktfall).

In einem engeren Sinne jedoch liegt interne Subventionierung dann vor, wenn einzelne Konsumentengruppen weniger als die Grenzkosten ihrer Versorgung zahlen, andere hingegen einem Preis gegenüberstehen, der über den Grenzkosten liegt².

1 Damit wird die - berechnete - grundsätzliche Kritik an der dem Modell zugrunde liegenden statischen Gleichgewichtsanalyse hier nicht vertieft. Die Abstrahierung vom Markt- bzw. Wettbewerbsprozeß wirft jedoch im Grunde die gleichen Fragen auf, die in der Literatur bereits im Zusammenhang mit dem Konzept der vollständigen Konkurrenz diskutiert werden. Die Kritik am Konzept bestreitbarer Märkte wird zusammengefaßt dargestellt bei U. Feh1 1985, S. 40 ff. Vgl. auch W. Shepherd 1984 sowie J. Kruse 1985, S. 306 ff.

2 Vgl. J. Müller/I. Vogelsang 1979, S. 77.

Nur nach der letztgenannten Definition sind Ramsey-Preise subventionsfrei, da sie ja immer über den Grenzkosten liegen. Dennoch tragen bei der Erhebung von Ramsey-Preisen die Abnehmer, deren Nachfrage relativ preisunelastisch ist, mehr zur Verhinderung des (bei Grenzkostenpreisen entstehenden) Defizits bei als Abnehmer mit preiselastischer Nachfrage. Daher könnte die erstgenannte Nachfragergruppe durch einen spezialisierten Anbieter zu einem niedrigeren Preis versorgt werden als im Rahmen des natürlichen Monopols. In einem weiten Sinne ist die Preisstruktur bei Ramsey-Preisen also nicht subventionsfrei. Bei Ausscheiden aus der Versorgung durch das natürliche Monopol würde die betreffende Abnehmergruppe zwar einen geringeren Preis zu zahlen haben, die Kosten der Gesamtversorgung würden dann aber steigen, da definitionsgemäß in dem angesprochenen Bereich die gesamte Nachfrage zu minimalen Kosten nur von einem Anbieter gedeckt werden kann. Somit hängt die Möglichkeit, zutrittsresistente und zugleich quasi-optimale Preise setzen zu können, auch von den Preiselastizitäten der Nachfrage ab.

Daneben spielen besondere Eigenschaften der Produktionstechnik eine Rolle: Je ausgeprägter die Kostenkomplementarität und je weniger stark die zunehmenden Skalenerträge bei den einzelnen Produkten sind, um so eher ist das natürliche Monopol resistent gegenüber dem Markteintritt eines potentiellen Konkurrenten¹. Nur wenn die Verbundvorteile der Produktion des gesamten Güterbündels die produktspezifischen Skalenerträge überwiegen, liegt trotz der (im erstgenannten, weiten Sinne) nicht subventionsfreien Ramsey-Preise eine tragfähige Industriestruktur vor.

(2) Ebenfalls auf die Produktionstechnik ist das Vorliegen abnehmender Skalenerträge zurückzuführen. Produziert hierbei das etablierte Unternehmen in einem Bereich rechts vom Minimum der Durchschnittskosten

¹ Auf die Einzelheiten der theoretischen Ableitung kann an dieser Stelle nicht eingegangen werden. Vgl. hierzu W. Sharkey 1982, S. 70 ff., I. Vogelsang 1982, S. 111 ff., sowie U. Feh1 1985, S. 35 f.

bei nach wie vor (lokal) subadditiver Kostenfunktion¹, so hat es keine Möglichkeit, zutrittsresistente, quasi-optimale Preise zu setzen. Denn ein potentieller Konkurrent kann das vom vormaligen Monopolisten angebotene Güterbündel in gleicher Zusammensetzung, jedoch geringerer Menge zu kostendeckenden Preisen anbieten, die unter denen des etablierten Unternehmen liegen, sofern er nicht ebenso wie dieses zur Versorgung der gesamten Nachfrage verpflichtet ist².

Nur soweit globale Subadditivität der Kostenfunktion vorliegt bzw. bei lokaler Subadditivität die Nachfragekurve die Durchschnittskostenkurve im fallenden Bereich oder im Minimum schneidet, ist das natürliche Monopol auf einem bestreitbaren Markt resistent. Anderenfalls kann ein Neuanbieter profitabel in den Markt eintreten, die gesamtwirtschaftlichen Kosten der Produktion steigen, und es entstehen Wohlfahrtsverluste³.

(3) Eine grundlegende Prämisse des Modells bestreitbarer Märkte ist die Abwesenheit von Markteintrittsschranken und Marktaustrittshindernissen. Liegen jedoch - was der Regelfall sein dürfte - solche Marktschranken vor, z.B. weil versunkene Kosten existieren⁴, so stellt sich das Problem der Marktzutrittsresistenz eines natürlichen Monopols nicht mehr in der oben diskutierten Weise.

-
- 1 Dabei handelt es sich im Mehrproduktfall um U-förmige Schnitte durch ein mehrdimensionales Kostengebirge, wobei jedoch, wie oben beschrieben, immer nur diskrete Outputbündel entlang einem Ursprungsstrahl betrachtet werden. Auf die Probleme einer Quantifizierung derartiger Kostenfunktionen und der darauf beruhenden Preisvektoren braucht hier jedoch nicht eingegangen werden. Vgl. dazu W. Baumol/J. Panzar/R. Willig 1982, insb. S. 199 ff. und 208, sowie G. Aschinger 1984, S. 222 f.
 - 2 Den Nachweis hierfür führte bereits Faulhaber im Rahmen eines spieltheoretischen Ansatzes. Vgl. G. Faulhaber 1975, W. Baumol/J. Panzar/R. Willig 1982, S. 30 ff., sowie U. Feh1 1985, S. 33 ff.
 - 3 Auch zweiteilige Tarife mit völlig nach Kundengruppen differenzierten Grundgebühren führen im Fall abnehmender Skalenerträge nicht zu einer tragfähigen Industriestruktur. Anders jedoch J. Finsinger 1979a, S. 23 f.
 - 4 Arten und Wirkungen von Marktschranken werden im 5. Kapitel im Zusammenhang mit der Innovationseffizienz noch detailliert erörtert. Hier beschränken wir uns auf das Problem der versunkenen Kosten, dem im vorliegenden Kontext die größte Bedeutung zukommt.

Denn muß der potentielle Konkurrent erst hohe Investitionen in anderweitig nicht verwendbare Anlagen tätigen, bevor er den fraglichen Markt betreten kann, so erhöht sich für ihn das Risiko eines Markteintritts erheblich. Im gleichen Maße nimmt für das etablierte Unternehmen der Zwang, zu den minimal möglichen Kosten zu produzieren und eine quasi-optimale Preisstruktur zu realisieren, ab. Zudem kann der eingesessene Monopolist die versunkenen Kosten dann strategisch einsetzen und beispielsweise weit größere Kapazitäten errichten, als bei der aktuellen Nachfrage benötigt werden, um bei einem Markteintritt den Konkurrenten durch Mengenausdehnung und Preissenkung wieder zu verdrängen (oder zumindest glaubhaft damit drohen zu können).

Damit ist jedoch auch die Annahme, das etablierte Unternehmen reagiere nicht auf einen geplanten oder vollzogenen Markteintritt eines Konkurrenten, hinfällig; sie ist ohnehin sowohl unter der Zielsetzung der Gewinnmaximierung als auch unter der der Kostendeckung eher unplausibel¹. Sobald der Neuanbieter aber damit rechnen muß, daß das etablierte Unternehmen seinen Markteintritt mit Preissenkungen beantwortet, führen hohe Preise bzw. Gewinne auf dem betrachteten Markt nicht mehr unbedingt auch zum tatsächlichen Markteintritt².

Je höher also der Anteil der versunkenen Kosten an den Gesamtkosten ist, um so geringer wird für das etablierte Unternehmen der Druck der potentiellen Konkurrenz und um so höher sind die Verluste an allokativer und X-Effizienz, die aus überhöhten Preisen, nicht-optimalen Preisstrukturen und nicht-minimalen Produktionskosten resultieren.

Betrachtet man zusätzlich noch den Fall, daß der potentielle Konkurrent nicht die gleiche Technologie verwendet wie das etablierte Unternehmen, so wird deutlich, daß die Existenz von Marktschranken nicht nur die statische Effizienz beeinträchtigt, sondern auch die Realisierung dynamischer (Innovations-)Effizienz verhindert.

1 Vgl. die Darstellung der Auswirkungen bei J. Kruse 1985, S. 307 ff.

2 Vgl. ebenda, S. 312.

Verfügt nämlich der Newcomer über eine kostengünstigere Technik, so könnte er die gesamte Marktnachfrage zu geringeren Durchschnittskosten befriedigen als das etablierte Monopolunternehmen. Hohe Markteintrittsschranken in Form versunkener Kosten verhindern somit die Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten durch Einführung technischen Fortschritts. Der Neuanbieter wird nur dann die erforderlichen hohen Investitionen tätigen, wenn er damit rechnen kann, daß ihm nach dem Markteintritt die gesamte Nachfrage zufällt. Erwartet er jedoch, daß das etablierte Unternehmen beispielsweise aufgrund noch nicht abgeschriebener spezialisierter Produktionsanlagen nicht aus dem Markt ausscheidet, so erfolgt kein Markteintritt - in diesem Fall ein sowohl in statischer als auch in dynamischer Sicht ineffizientes Ergebnis¹.

Zusammenfassend ist also festzustellen, daß ein natürliches Monopol, das durch die globale oder lokale Subadditivität der Kostenfunktion charakterisiert werden kann, nur bei Vorliegen idealisierter Bedingungen durch potentielle Konkurrenz bedroht ist. Allein im Fall eines vollkommen bestreitbaren Marktes wird es entweder gezwungen, sowohl interne wie externe (statische) Effizienz zu realisieren, d.h. effizient zu produzieren und quasi-optimale Preise zu setzen, oder es kommt zu gesamtwirtschaftlich unerwünschten, weil kostensteigernden Markteintritten. Sofern jedoch Marktschranken gegeben sind, hat die potentielle Konkurrenz nicht mehr die ihr im Konzept bestreitbarer Märkte zugesprochene effizienzsichernde Wirkung; selbst bei überhöhten Produktionskosten, unterlegener Technik und nicht-optimaler Preisstruktur braucht das etablierte Unternehmen Markteintritte nicht zu befürchten.

1 Vgl. auch ebenda, S. 313 f.

Damit verliert jedoch auch die im Zusammenhang mit natürlichen Monopolmärkten geführte Diskussion über die Problematik des "Rosinenpickens" viel von ihrer Bedeutung.

Unter Rosinenpicken oder "Cream Skimming" versteht man das Eindringen eines Konkurrenten in einen Markt bzw. Teilmarkt, auf dem das etablierte Unternehmen Gewinne macht, d.h. Preise erzielt, die über den Durchschnittskosten liegen. Zwei Fälle sind dabei zu unterscheiden:

-Der Newcomer ist ein Einproduktunternehmen und bietet ein Gut auf einem Teilmarkt zu einem geringfügig niedrigeren Preis an als das etablierte Unternehmen. Auf diese Weise zieht er die gesamte Nachfrage dieses Teilmarktes auf sich und erzielt dabei noch Gewinn.

-Der Konkurrent kann eine geringere Menge des gleichen Güterbündels mit entsprechend niedrigeren Durchschnittskosten produzieren als der etablierte Monopolist. Er realisiert dann einen Preisvektor, der niedriger liegt als der des etablierten Unternehmens (die Untergrenze stellt das Minimum der Durchschnittskosten dar) und beliefert nur einen Teil der bei diesem Preis auftretenden Nachfrage.

Selbst wenn das etablierte Unternehmen Versorgungspflichten zu erfüllen hat (und damit auf den Markteintritt eines Konkurrenten nicht reagieren kann, indem es die Preise in den "angegriffenen" Teilmärkten senkt) sowie einem Kontrahierungszwang unterliegt (d.h., die gesamte Nachfrage bei den von ihm gesetzten Preisen befriedigen muß), besteht keine Notwendigkeit, staatliche Marktzugangsbeschränkungen einzuführen, sofern technologische Marktschranken etwa in Form versunkener Kosten bestehen.

Vielmehr eröffnen sich dem etablierten Unternehmen auf einem natürlichen Monopolmarkt Spielräume zu monopolistischen Verhaltensweisen, die von ineffizienter Produktion zu überhöhten Kosten über nicht-optimale, zu hohe Preise bis zu Verdrängungsstrategien reichen und den gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtsgewinn kompensieren können, der aus der Nutzung der zunehmenden Skalenerträge resultiert. Diese Überlegungen werden im folgenden vertieft.

4.3 Kritik und Weiterentwicklung der Theorie des natürlichen Monopols

Der statische Charakter des Konzepts des natürlichen Monopols wurde bereits eingangs dieses Kapitels hervorgehoben. Das grundlegende Kriterium für ein natürliches Monopol, die Subadditivität der Kostenfunktion, ist definiert als die (kurzfristige) Überlegenheit eines einzelnen Anbieters bei der Bereitstellung eines gegebenen Produkts bzw. eines gegebenen Güterbündels bei gegebener Nachfragefunktion und gegebener Produktionstechnik. Und auch im Konzept bestreitbarer Märkte wird von der Prämisse ausgegangen, daß alle Anbieter über die gleiche Technologie verfügen.

Die statische Betrachtungsweise von natürlichen Monopolbereichen liegt ebenfalls den staatlichen Interventionen zugrunde, die einerseits das in einem solchen Bereich etablierte Unternehmen vor "ineffizientem" Marktzutritt potentieller Konkurrenten bewahren (Produzentenschutzhypothese) und andererseits die Nachfrager in einem natürlichen Monopolmarkt vor monopolistischer Ausbeutung durch den Alleinanbieter schützen wollen (Konsumentenschutzhypothese)¹. Derartige Eingriffe, die z.B. die Regulierung der Preise, des Marktzugangs, der Qualitäten sowie einen Kontrahierungszwang umfassen können², verfestigen jedoch eine einmal entstandene Marktstruktur (zumal sie in den seltensten Fällen wieder aufgehoben werden). Selbst wenn es dem Staat gelingt, durch Verwertung aller marktlichen Informationen ein statisch effizientes Preissystem durchzusetzen, so fehlt doch der Anreiz für das etablierte Unternehmen, mögliche Produkt- oder Verfahrensinnovationen durchzuführen, um so die Kosten zu senken bzw. die Versorgung der Abnehmer zu verbessern.

Zwei alternative Möglichkeiten einer Weiterentwicklung der Theorie des natürlichen Monopols werden nun im folgenden behandelt: Einmal die Unterscheidung zwischen Wettbewerb "in einem Markt" und Wettbewerb "um einen Markt", die auch Innovationen in natürlichen Monopolbereichen be-

1 Vgl. E. Seifert 1984, S. 31.

2 Der Regulierungsbegriff wurde bereits in Kapitel 1 definiert. Arten und Bedeutung der Regulierung werden im Unterabschnitt 5.3.2 detailliert erläutert.

rücksichtigt, und zum anderen die gesamtmärkliche Relativierung des natürlichen Monopols, die die Permanenz der Kostenüberlegenheit eines Alleinanbieters in Frage stellt.

4.3.1 Wettbewerb in einem Markt versus Wettbewerb um einen Markt

Die Tatsache, daß der Wettbewerb in einem Markt versagt, weil die Kostenfunktion eines bestimmten Güterbündels subadditiv ist, steht der Möglichkeit der Konkurrenz um ein Versorgungsgebiet ex ante nicht entgegen. Vielmehr hängt dann die Realisierung von Effizienz nicht vom Vorhandensein echter oder vermeintlicher Marktzugangsbarrieren oder von der Wirksamkeit potentieller Konkurrenz ab, sondern von der tatsächlichen Bieterkonkurrenz um ein Versorgungsgebiet und von der Ausgestaltung der entsprechenden Rahmenbedingungen.

Der Vorschlag, natürliche Monopolbereiche in regelmäßigen Abständen auszuschreiben, wurde erstmals von H. Demsetz im Anschluß an die Vorstellungen von Chadwick gemacht¹. Nach diesem Konzept wird das Recht, für einen bestimmten Zeitraum einen bestimmten Markt zu versorgen, in einer Auktion versteigert. Da bei subadditiver Kostenfunktion die Stückkosten mit zunehmender Outputmenge sinken, wird ein einziger Anbieter den Zuschlag erhalten, und zwar derjenige, der den niedrigsten Angebotspreis bietet. Dadurch wird allerdings nicht unbedingt Allokationseffizienz realisiert. Liegen nämlich zunehmende Skalenerträge vor, dann existiert bei Grenzkostenpreisen das bekannte Problem der Verluste², so daß entweder quasi-optimale Ramsey-Preise oder zweiteilige Tarife zur Anwendung kommen werden.

Wird jedoch im Bereich abnehmender Skalenerträge produziert, so wird der Preis für die angebotene Produktpalette bis auf die Höhe der beim aktuellen Stand der Technik geringstmöglichen Durchschnittskosten sinken, da ein höherer Preis, der etwa den Grenzkosten entspräche, durch einen anderen Anbieter unterboten werden könnte.

1 Vgl. H. Demsetz 1968, S. 55 - 65.

2 Vgl. S.56 ff.

Durch derartige Auktionen wird aber der Inhaber der Monopolposition gezwungen, die jeweiligen Gütermengen zu den geringstmöglichen Kosten zu produzieren und auch die Preise entsprechend niedrig zu halten, so daß die Kostenvorteile des natürlichen Monopols zum Tragen kommen. Durch die wettbewerbliche Ausschreibung besteht andererseits der Anreiz, möglichen kostensenkenden Fortschritt zu realisieren.

Allerdings müssen bestimmte Voraussetzungen erfüllt sein, damit das Ausschreibungsverfahren überhaupt durchführbar ist. So muß die Versorgungsaufgabe in den Dimensionen Menge, Preis und Qualität genau definierbar sein, und der Umfang von Kosten und Leistungen muß abgeschätzt werden können¹. Ferner haben die zur Aufnahme der Produktion erforderlichen Inputfaktoren allen potentiellen Anbietern gleichermaßen zugänglich zu sein. Es ist auch sicherzustellen, daß sich mehrere unabhängige Unternehmen an der Ausschreibung beteiligen. Dies wird erleichtert, wenn die Kosten des Konkurrenzausschlusses (etwa durch wettbewerbsbeschränkende Absprachen unter den Anbietern) hoch sind².

Die Probleme, die bei der konkreten Organisation der Ausschreibung auftreten können, sind zahlreich und an dieser Stelle sicherlich nicht erschöpfend zu behandeln³. In jedem Fall verursacht die Auktion (Transaktions-)Kosten, die dem möglichen Effizienzgewinn, der aus der Annäherung an optimale Preisstrukturen und -niveaus und an kostengünstige Produktion sowie aus Innovationen resultiert, gegenüberzustellen sind.

Diese Kosten werden insbesondere bestimmt durch den Grad der Präzisierung der Aufgabendefinition. Werden die Lizenzverträge von der Auktionsbehörde detailliert ausgearbeitet, indem etwa mögliche Entwicklungen der Technik, der Kosten und des Absatzes aufwendig prognostiziert und Anpassungsklauseln bzw. Anreize zur Ausnutzung von Kostensenkungen in

1 Vgl. A. Sell 1980, S. 345.

2 Vgl. H. Demsetz 1968, S. 58.

3 Vgl. z.B. L. Telser 1969, ders. 1971, H. Trebing 1976, O. E. Williamson 1976, E. Kaufer 1981, S. 152 ff., W. Crain/R. Ekelund 1976 sowie J. Kruse 1985, S. 344 ff.

den Vertrag eingearbeitet werden¹, dann sind die Kosten dieser Beschreibung ebenso wie die Kalkulationskosten für die Unternehmen prohibitiv hoch². Werden im Text der Ausschreibung jedoch allein gewisse Rahmenbedingungen festgelegt, so sind die Angebote der einzelnen Konkurrenten nur mehr schwer zu bewerten und zu vergleichen. Die gesamtwirtschaftlichen Kosten der Ausschreibung sind auch um so höher, je mehr potentielle Anbieter sich an der Auktion beteiligen, da Informations- und Kalkulationskosten bei jedem einzelnen Unternehmen anfallen. "Die Entscheidung für eine Demsetzauktion impliziert daher einen tradeoff zwischen preiserhöhenden Informationskosten und preissenkendem Wettbewerbsdruck"³.

Weitere Probleme können aus dem Auseinanderfallen von Nutzungsdauer langlebiger Anlagegüter und Laufzeit des Konzessionsvertrages resultieren. Fragen der korrekten Abschreibung, der Berücksichtigung von Anschaffungspreisänderungen usw. finden jedoch auch in anderen Bereichen der Wirtschaft, z.B. bei langfristigen Pachtverträgen, befriedigende Lösungen⁴.

Hinzu kommt, daß die Ausschreibungsinstanz ähnliche Aufgaben wahrzunehmen hat wie eine Regulierungsinstitution. Damit entstehen jedoch die gleichen Probleme hinsichtlich der Kompetenz, der Informationsbeschaffung sowie der Anreize zu effizienzorientiertem Handeln⁵.

Trotz aller genannten Schwierigkeiten, die bei der Durchführung des Wettbewerbs um ein Versorgungsgebiet im einzelnen auftreten können, weisen derartige Ausschreibungen nicht unerhebliche Vorteile auf. So würden, wenn auch in mehr oder weniger langen Zeitabständen, eventuell entstehende Monopolgewinne durch die Konzessions- oder Lizenzvergabe abgeschöpft, oder es würden wettbewerbliche Preisniveaus für das im natürlichen Monopolbereich angebotene Güterbündel gefunden, die sich nicht allein an statischen Kriterien orientieren, sondern die Realisierung von Innovationen voraussetzen. Auch das Ausmaß der X-Ineffizienz wird -

1 Wie derartige Klauseln beschaffen sein könnten, wird bei A. Sell 1980, S. 347 ff. beschrieben.

2 Vgl. J. Müller/I. Vogelsang 1979, S. 189.

3 Vgl. I. Vogelsang 1982, S. 14.

4 Vgl. A. Sell 1980, S. 352 f.

5 Vgl. z.B. N. Eickhof 1985b, S. 66 f., sowie J. Kruse 1985, S. 383 ff.

allein schon durch die Institution der Ausschreibung - begrenzt. Ferner wird potentiellen, noch nicht auf dem Markt befindlichen Unternehmen die Möglichkeit gegeben, ihre Leistungsfähigkeit gegenüber etablierten Firmen zu beweisen¹.

Der in gewissen Zeitabständen erfolgenden Ausschreibung von Versorgungsgebieten liegt nun allerdings die Vorstellung zugrunde, daß natürliche Monopole in bestimmten Bereichen der Wirtschaft unabänderlich und auf Dauer gegeben seien. Diese Ansicht wird jedoch im folgenden widerlegt.

4.3.2 Die Erosion natürlicher Monopole

Angesichts des ständigen Strukturwandels in einer wachsenden Wirtschaft, des permanenten Entstehens und Verschwindens von Gütern und Märkten sowie der im Lauf der Zeit sich wandelnden Marktphasen stellt sich die Frage, warum nicht auch natürliche Monopolmärkte durch derartige Entwicklungen gekennzeichnet sein sollten.

Bei gegebener Produktionstechnik kann allein schon eine Erhöhung der Marktnachfrage bewirken, daß die Kostenfunktion nicht mehr subadditiv ist: Verlaufen nämlich die Stückkosten nicht über den gesamten relevanten Bereich fallend, sondern steigen sie ab einer bestimmten Outputmenge wieder an, dann kann die Produktion der erhöhten Nachfragemenge durch mehrere Anbieter sowohl einzelwirtschaftlich wie gesamtwirtschaftlich kostengünstiger und damit effizienter sein².

Es kann jedoch (statt dessen oder gleichzeitig) auch zu einer Verschiebung der Kostenkurven kommen: Wenn die Produktionstechnologie im Zeitablauf verbessert wird oder wenn eine neu entwickelte Technik zum Einsatz kommt, so daß die Kostenfunktion als Spiegelbild der Produktions-

¹ Vgl. A. Sell 1980, S. 354.

² Vgl. auch R. Schmalensee 1979, S. 5, sowie E. Kaufer 1981, S. 156 f.

funktion nicht mehr die Eigenschaft der Subadditivität aufweist, dann ist auch die Produktion durch nur einen Anbieter gesamtwirtschaftlich nicht mehr am kostengünstigsten.

Ferner besteht die Möglichkeit, daß Substitute zu den vom Monopolisten hergestellten Gütern entwickelt werden, bei deren Produktion keine zunehmenden Skalenerträge auftreten, daß daher neue Märkte entstehen und ein natürlicher Monopolmarkt stagniert und eventuell ganz verschwindet¹.

Wettbewerb ist also auch in Märkten möglich, die ursprünglich durch das Vorliegen einer natürlichen Monopolsituation gekennzeichnet waren, und umgekehrt kann - etwa durch einen Nachfragerückgang - ein wettbewerblich organisierter Markt zu einem natürlichen Monopol werden.

Derartige strukturelle Entwicklungen werden jedoch verhindert, wenn natürliche Monopolbereiche durch Marktzugangsbeschränkungen sowie Preis- und Qualitätsregulierungen vor Konkurrenz geschützt werden. Der Versuch, durch staatliche Eingriffe natürliche Monopolunternehmen zu wohlfahrtsoptimalem Verhalten bzw. zur Realisierung statischer Allokationseffizienz zu veranlassen, führt also zu Ineffizienz in dynamischer Sicht², zumal, wie oben dargelegt wurde, häufig bereits technologische Markteintrittsbarrieren bestehen, die ineffizienten Marktzutritt von Konkurrenten zumindest erheblich erschweren.

Ganz abgesehen wurde dabei bisher von der Frage, wie die Existenz eines natürlichen Monopolbereiches zweifelsfrei festzustellen ist. Denn auch bei einem Unternehmen, das nur ein Produkt herstellt, erfordert der Nachweis der Subadditivität der Kostenfunktion Informationen, die den gesamten Bereich möglicher Produktionsmengen umfassen (die Bedingung zunehmender Skalenerträge ist bekanntlich hinreichend, nicht jedoch notwendig für Subadditivität). Im Mehrproduktfall schließlich ist bereits

1 Vgl. G. Graf 1981, S. 342, sowie Ch. F. Phillips 1965, S. 21.

2 Vgl. Ch. F. Phillips 1965, S. 21, sowie N. Eickhof 1985b, S. 74.

der theoretische Nachweis einer subadditiven Kostenfunktion von erheblichen methodischen Problemen gekennzeichnet, die bei einer praktischen Analyse noch zunehmen dürften, sofern nicht offensichtlich hohe Verbundvorteile neben zunehmenden Skalenerträgen bei proportionaler Outputerhöhung vorliegen.

Dieser Problematik kann nun ebenfalls dadurch begegnet werden, daß vorgeliebte natürliche Monopolbereiche nicht durch Marktzugangsbeschränkungen und andere Regulierungen von potentiell bzw. tatsächlichem Wettbewerb dauerhaft abgeschottet, sondern dem Wettbewerbsprozeß ausgesetzt werden. Der Verlust an allokativer Effizienz, der möglicherweise durch das zeitweilige Auftreten von mehr als einem Anbieter in "echten" natürlichen Monopolbereichen entsteht, wird vermutlich mehr als kompensiert durch den Gewinn an statischer und dynamischer Effizienz, der auf dem Zwang zur Produktion mit möglichst geringen Kosten, auf der Einsparung hoher Informationskosten der staatlichen Regulierungsbehörden sowie auf der Durchführung von Produkt- und Prozeßinnovationen beruht¹.

Damit stellt sich jedoch unmittelbar die Frage nach der natürlichen Monopoleigenschaft der Elektrizitätswirtschaft. Diese ist ja in Deutschland und Frankreich durch umfassende Marktzutrittsbeschränkungen sowie zahlreiche weitere staatliche Regulierungseingriffe gekennzeichnet, die nicht nur, aber doch zu einem wesentlichen Teil mit dem Vorliegen eines natürlichen Monopols begründet werden.

Die Überlegungen zu diesem Problem werden an den Beginn des empirischen Teils der Arbeit gestellt².

1 Vgl. hierzu insb. G. Graf 1981, S. 342 ff.

2 Vgl. die Ausführungen im Unterabschnitt 6.1.2.

Die Darstellung der Konzepte statischer Effizienz wird damit abgeschlossen. Neben dem grundlegenden Modell der Allokationseffizienz, der Konzeption des Pareto-Optimums, das auf Annahmen beruht, die in der Realität kaum vorzufinden sind, wurden verschiedene Erweiterungen behandelt, die es erlauben, statische Allokationseffizienz auch unter realitätsnahen Voraussetzungen zu definieren. Ferner wurden mit dem Konzept der X-Effizienz auch die Bedingungen unternehmensinterner statischer Effizienz diskutiert und in der Theorie des natürlichen Monopols ein wichtiger Falle des Wettbewerbsversagens erörtert.

Der statische Begriffsrahmen wurde dabei allerdings nicht verlassen. Denn sowohl in der Konzeption der Allokationseffizienz als auch in der der X-Effizienz wird die Realisierung technischen Fortschritts vorausgesetzt, ohne daß erklärt wird, wie dieser zustande kommt und worin er besteht. Mit dem Maßstab statischer Effizienz können per se nur "Zustände" bewertet werden, nicht jedoch die Prozesse, die zu den jeweiligen Endzuständen hinführen (zumal "Endzustände" im Laufe eines Prozesses in der Regel nicht erreicht werden). Schließt man sich aber dem prozessualen Wettbewerbsverständnis an, das im 2. Kapitel dargelegt wurde, so erfordert eine adäquate Bewertung der evolutorischen Wirtschaft auch einen dynamischen Maßstab. Daher werden im folgenden Kapitel dynamische Effizienzkonzepte entwickelt, die die Voraussetzungen und Wirkungen von Neuerungen in Unternehmen, in Märkten und in der Gesamtwirtschaft erfassen können.

5. Kapitel: Konzepte der dynamischen Effizienz

5.1 Einführung

Dynamische Effizienz wurde an früherer Stelle als Maßstab zur Bewertung des wirtschaftlichen Entwicklungs- und Wettbewerbsprozesses definiert¹. Dabei ist, ebenso wie bei den dargestellten statischen Effizienzkonzeptionen, zwischen dem einzelwirtschaftlichen und dem gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkt zu unterscheiden. Die einzelwirtschaftliche, unternehmensbezogene Innovationseffizienz umfaßt sowohl die innovatorische Kompetenz von Unternehmen als auch deren Flexibilität gegenüber Neuerungen, während sich die gesamtwirtschaftliche Koordinationseffizienz auf die Flexibilität der ökonomischen Koordinationsinstitutionen, d.h. der Unternehmen und Märkte, hinsichtlich neu auftretender Koordinationsanfordernisse bezieht².

Betrachtet man nun, in Anlehnung an Schumpeter, innovative Aktivitäten als die treibende Kraft des Prozesses der wirtschaftlichen Entwicklung, wie es ja bereits in unserer Beschreibung des Wettbewerbsprozesses deutlich wurde³, dann kommt der Definition und dem Begriffsinhalt der Innovation eine zentrale Rolle in den dynamischen Effizienzkonzepten zu.

Im allgemeinen wird unter einer Innovation die Durchführung einer Neuerung, die wirtschaftlich genutzt wird, verstanden⁴. Sie ist Teil eines häufig langwierigen Prozesses, der auf gesamtwirtschaftlicher Ebene in die Phasen Invention (Forschung und Entwicklung), Innovation (Durchführung der Neuerung durch ein Pionierunternehmen) und Diffusion (Verbreitung der Neuerung) unterteilt werden kann⁵, in einzelwirtschaftlicher Sicht hingegen die Phasen Generierung (Forschung, Ideenfindung), Entscheidung (Bewertung alternativer Neuerungen) und Verwirklichung (Einführung der Neuerung) umfaßt⁶.

1 Vgl. unsere Ausführungen im Abschnitt 2.1.

2 Vgl. ebenda.

3 Vgl. die Ausführungen im Abschnitt 2.2.

4 Zu Innovationsbegriffen im allgemeinen vgl. z.B. K. Aregger 1976, S. 101 ff. Zum hier verwendeten Begriffsinhalt vgl. A. Gerybadze 1982, S. 22.

5 Vgl. J. A. Schumpeter 1964, S. 99 f.

6 Vgl. W. Niopek 1986, S. 38, und die dort angegebene Literatur, ferner A. Gerybadze 1982, S. 22 ff., und H. Schmidbauer 1974, S. 475 ff. Die einzelnen Phasen sind allerdings nicht strikt abgrenzbar, sondern gehen ineinander über.

Wir wollen im folgenden grundsätzlich von einem unternehmensbezogenen Innovationsbegriff ausgehen. Damit wird als Innovation die Einführung einer Neuerung durch das einzelne Unternehmen bezeichnet, unabhängig davon, ob es sich um eine Kreation (in der Volkswirtschaft erstmalige Neuschöpfung) oder eine Imitation (Übernahme bzw. Adoption einer bereits in anderen Unternehmen realisierten Neuerung) handelt¹.

Allerdings wird in Einzelfällen auf die Unterscheidung zwischen der Generierung "eigener" Neuerungen und der Adoption unternehmensexterner Innovationen zurückgegriffen sowie der gesamtwirtschaftliche Innovationsprozeß betrachtet.

Entsprechend dem Neuigkeitsgrad sind Basis-, Verbesserungs- und Routineinnovationen voneinander abzugrenzen². Basisinnovationen sind mit tiefgreifenden Änderungen von Märkten, Wettbewerbsprozessen oder Unternehmensaktivitäten verbunden, Verbesserungsinnovationen dagegen umfassen Weiterentwicklungen in bereits bestehenden Tätigkeitsbereichen. Routineinnovationen schließlich stellen lediglich unwesentliche, für den Marktprozeß und die unternehmerische Wettbewerbsposition unbedeutende Verbesserungen dar. Nur die beiden erstgenannten Arten von Innovationen werden hier als "echte" Innovationen bezeichnet, während Routineinnovationen größtenteils aus der Betrachtung ausgeklammert bleiben³.

Somit umfaßt unser Innovationsbegriff die Herstellung eines neuen Gutes oder die qualitative Verbesserung eines bereits vorher produzierten Gutes (Produktinnovation) sowie die Anwendung eines neuen oder verbesserten Produktionsverfahrens (Prozeßinnovation). Grundsätzlich kann auch die Veränderung der gesamtwirtschaftlichen Koordinationsstruktur, wie bereits bei Schumpeter⁴, unter den (dann allerdings gesamtwirtschaftlich zu fassenden) Innovationsbegriff subsumiert werden; darauf werden wir im Abschnitt 5.4 zurückkommen.

1 Ebenso N. Eickhof 1982, S. 122.

2 Vgl. hierzu W. Niopek 1986, S. 39 f.

3 Vgl. zu dieser Unterscheidung auch N. Eickhof 1982, S. 123 f.

4 Vgl. J. A. Schumpeter 1964, S. 100 f.

Die Durchführung organisatorischer Neuerungen in einzelnen Unternehmen ist in dem soeben definierten Innovationsbegriff nicht enthalten. Organisatorische Innovationen sind einerseits zum Teil Voraussetzung für die Einführung der genannten "technischen" Neuerungen, andererseits ziehen Prozeßinnovationen häufig unternehmensinterne organisatorische Veränderungen nach sich¹. Zugunsten einer schlüssigen Argumentation werden Organisationsverbesserungen nicht zu den Innovationen im obigen Sinne gezählt².

Ausgangspunkt der vorausgehenden Überlegungen zum Innovationsbegriff war dessen Bedeutung für die dynamischen Effizienzkonzepte. Zunächst ist generell festzustellen, daß dynamische Effizienz dann vorliegt, wenn Innovationen realisiert werden. Allerdings ist eine Aussage in dieser Form von nur geringer Operationalität. Im Gegensatz zur Konzeption der Allokationseffizienz kann jedoch die Bestimmung von dynamischen Effizienzkriterien nicht anhand von Optimumbedingungen erfolgen, da kein geschlossenes Modell der dynamischen Effizienz existiert³.

Die Bewertung der Innovationseffizienz des Wirtschaftsprozesses kann demgegenüber zum einen anhand der Determinanten der Innovationsaktivität, zum anderen mittels ergebnisorientierter Indikatoren der Innovationstätigkeit vorgenommen werden, während die Realisierung der Koordinationseffizienz durch das sogenannte Koordinationsmangelkonzept bestimmt werden kann.

- Aus dem hier verwendeten unternehmensbezogenen Innovationsbegriff folgt, daß auch die Determinanten der Innovationsaktivität unternehmensbezogen sind; sie können daher in unternehmensexterne und unternehmensinterne Bestimmungsgründe aufgeteilt werden, was ja bereits bei der Betrachtung des Wettbewerbsprozesses und seiner Innovationsfunktion

1 Darauf wird im Verlauf dieses Kapitels noch eingegangen.

2 Ebenso N. Eickhof 1982, S. 122. Vgl. dagegen z.B. A. Kieser 1973, Sp. 743, wo der Innovationsbegriff auch organisatorisch-strukturelle sowie personelle Neuerungen umfaßt.

3 Derartige Modelle wurden zwar im Rahmen der (neoklassischen) Wachstumstheorie entwickelt, sind jedoch für unsere mikroökonomische Analyse ohne Belang. Vgl. z.B. M. Neumann 1982b, S. 44 ff.

angesprochen wurde¹. Unternehmensinterne Determinanten sind z.B. das Verhältnis zwischen Management, übrigen Beschäftigten und Eigentümern, die Unternehmensorganisation und die Unternehmensgröße. Zu den unternehmensexternen Determinanten dagegen zählen marktliche Faktoren wie Marktform, Konzentrationsgrad und Marktschranken sowie staatliche Einflußmöglichkeiten von der Regulierung bis hin zu öffentlichem Eigentum². Es wird sich aber erweisen, daß nicht alle genannten Faktoren von gleichgroßer Bedeutung für die dynamische Effizienz sind. Darauf sowie auf die vielfachen Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Determinanten wird im Lauf der folgenden Ausführungen noch eingegangen.

- Zur Messung der Innovationstätigkeit einzelner Unternehmen oder auch ganzer Branchen wurden zahlreiche Indikatoren entwickelt, die jedoch fast durchweg in ihrer Aussagefähigkeit umstritten sind³. Beispielsweise kann die Innovationseffizienz zurückgeführt werden auf die Anzahl der Innovationen pro Zeiteinheit und Unternehmen oder auf die Diffusionsgeschwindigkeit, gemessen etwa am Marktanteil eines neuen Produkts nach Ablauf eines bestimmten Zeitraums⁴. Das gilt allerdings nur innerhalb bestimmter Grenzen, denn eine unendliche Diffusionsgeschwindigkeit würde wegen fehlender Vorsprungsgewinne schließlich zu einer Einstellung der Innovationstätigkeit führen.

Zum anderen kann die Innovationseffizienz mittels sog. korrelativer Indikatoren gemessen werden, die input-, byput- oder outputbezogen sein können⁵.

Zu den Inputindikatoren zählen z.B. der Anteil des Aufwandes für Forschung und Entwicklung (FuE) am Umsatz (einzelner Unternehmen oder Branchen) oder der Anteil des FuE-Personals am Gesamtpersonal. Dabei ergeben sich jedoch Fehler bei der Erfassung, wenn Prozeßinnovationen in einer Anwendungsindustrie auf Produktinnovationen in einem vorgelegten Markt beruhen oder wenn die FuE-Aufwendungen mit der Unter-

1 Vgl. unsere Ausführungen im Abschnitt 2.3. Dort wurde auch darauf hingewiesen, daß wir in dieser Arbeit von personellen Faktoren absehen wollen. Vgl. zu der hier angesprochenen Einteilung sowie zu den folgenden Ausführungen W. Niopek 1986, S. 67 ff.

2 Weitere unternehmensexterne Faktoren können in der Konjunkturentwicklung und in der Wirtschaftsordnung liegen. Vgl. dazu W. Michalski 1962 sowie P. Oberender 1976.

3 Vgl. die umfassende Übersicht bei H. Grossekkettler 1978.

4 Vgl. ebenda, S. 226.

5 Vgl. ebenda, S. 227 ff.

nehmensgröße positiv korreliert sind.

Byputindikatoren sind z.B. die Anzahl der Patente pro Jahr oder der Anteil der Patente (eines Unternehmens oder einer Branche) an der Gesamtzahl der Patente (evt. bezogen auf den jeweiligen Umsatz). Dieser Indikator liefert aber verzerrte Ergebnisse, da weder alle Unternehmen die gleiche "Patentierungsneigung" haben noch alle Erfindungen patentfähig sind noch die patentierten Inventionen gleichwertig sind.

Unter Outputindikatoren versteht man Veränderungen der Arbeits- oder Kapitalproduktivität sowie Änderungen der Totalproduktivität¹. Als relativ zuverlässiger Indikator erwies sich dabei die Größe "durchschnittliche Veränderung der Arbeitsproduktivität"².

- Das Koordinationsmängelkonzept bewertet die dynamische Effizienz der gesamtwirtschaftlichen Koordinationsstruktur anhand des Auftretens von Funktionsstörungen bezüglich der Erfüllung genau definierter Koordinationsaufgaben. Problematisch wird die Handhabung dieses Effizienzkriteriums dann, wenn keine fühlbaren Koordinationsmängel vorliegen³.

Eine Quantifizierung der genannten dynamischen Effizienzkriterien erscheint nun aber allenfalls bezüglich der Indikatoren der Innovationsaktivität möglich. Die Zusammenhänge von Innovationsdeterminanten, Koordinationsstrukturen und dynamischer Effizienz sind daher theoretisch abzuleiten und anhand verbal-qualitativer Aussagen zu beschreiben⁴. Optimalbedingungen können also nicht bestimmt werden. Vielmehr wird die Definition von "Mindeststandards" der dynamischen Effizienz angestrebt, was der üblichen Vorgehensweise bei grundsätzlich offenen Prozessen entspricht⁵.

1 Vgl. zu den einzelnen Indices der Totalproduktivität sowie der Kritik daran H. Grossekkettler 1978, S. 232 ff.

2 Vgl. ebenda, S. 249.

3 Vgl. hierzu insbesondere ders. 1982.

4 Das muß keinen Verlust an Aussagegenauigkeit zur Folge haben. Im übrigen ist die Exaktheit der Bedingungen des statischen Modells (Preis=Grenzkosten) ohnehin zweifelhaft, wenn man z.B. an die Probleme bei der tatsächlichen Ermittlung der Grenzkosten denkt.

5 Vgl. z.B. H. Grossekkettler 1985, S. 170 ff.

Derartige Kriterien ermöglichen aber Ansätze zur Bewertung von Entwicklungs- bzw. Wettbewerbsprozessen in der Wirtschaft, die aufgrund der Komplexität der Zusammenhänge sonst einer Analyse nicht zugänglich wären.

5.2 Unternehmensinterne Determinanten der Innovationseffizienz

Bereits die oben angeführte Definition der Innovationseffizienz als innovatorische Kompetenz und Flexibilität von Unternehmen machte deutlich, daß das neoklassische Bild der Unternehmung als monolithische Einheit nicht durchgängig aufrechterhalten werden kann. Zur Analyse der Innovationseffizienz wird vielmehr auch auf Theorien zurückgegriffen, die das Unternehmen als pluralistische Organisation ansehen, in der verschiedene Gruppen von Individuen tätig sind und auf Entscheidungen und Zielsetzungen einwirken.

Für das Verhalten des Unternehmens als Ganzes ergeben sich daraus zwei mögliche Konsequenzen: Zum einen wird nicht mehr allein die Zielsetzung "Gewinnmaximierung" verfolgt, sondern es kommt zur Maximierung anderer Zielgrößen wie Umsatz, Unternehmenswachstum oder umfassend definierter Nutzenfunktionen des Managements. Zum anderen werden Maximierungsüberlegungen generell verworfen und stattdessen lediglich satisfizierende Verhaltensweisen¹ gezeigt.

Diese in der sogenannten neueren Firmentheorie entwickelten Ansätze werden bezüglich ihrer Relevanz für die Innovationseffizienz in diesem Abschnitt ebenso dargestellt wie die Folgen unterschiedlich strukturierter Unternehmensorganisationen. Im folgenden Unterabschnitt wird jedoch zuerst geprüft, wie sich die Größe eines Unternehmens auf seine innovative Kompetenz und Flexibilität auswirkt; hierbei wird das Unternehmen noch in der herkömmlichen Sichtweise als Einheit definiert.

¹ Vgl. P. Kupsch 1982, S. 477.

5.2.1 Unternehmensgröße

Im Anschluß an Schumpeter wird häufig die These vertreten, daß zwischen der Größe eines Unternehmens und seiner Innovationstätigkeit ein positiver Zusammenhang bestehe¹. Demnach würden also große Unternehmen eine höhere Innovationseffizienz aufweisen als kleine, da erstere mehr Inventionen hervorbrächten und mehr Innovationen durchführten als letztere. Und ein Markt, auf dem (absolut) große Unternehmen tätig sind, wäre dann im dynamischen Sinne effizienter als ein anderer Markt mit überwiegend kleinen Unternehmen. Eine derartige positive Beziehung zwischen Unternehmensgröße und Neuerungsaktivität ließe sich durch mehrere Argumente begründen².

- (1) Große Unternehmen könnten Neuerungen "kostengünstiger" produzieren als kleine, da sie die bei der FuE-Tätigkeit auftretenden zunehmenden Skalenerträge nutzten und außerdem im allgemeinen geringere Kapitalbeschaffungskosten hätten. Daraus ergäben sich auch positive Wirkungen auf die Adoption von Innovationen.
- (2) Großunternehmen könnten die bei der Neuerungstätigkeit auftretenden (technischen und marktlichen) Risiken besser tragen. Sie hätten die Möglichkeit der Parallelforschung, wobei erfolgreiche und eher erfolglose Entwicklungen relativ früh erkannt und selektiert werden könnten. Ferner würden zahlreiche, mit unterschiedlichen Risiken behaftete FuE-Projekte durchgeführt, so daß sich Erfolge und Mißerfolge langfristig kompensierten.

1 Genaugenommen ist zwischen einem "Unternehmensgrößeneffekt" und einem "Marktmachteffekt" zu trennen, da zwischen Marktmacht und Unternehmensgröße keine eindeutige Beziehung herzustellen ist. Vgl. J. A. Schumpeter 1980, S. 134 ff. Hier wird zunächst nur auf den Einfluß der absoluten Unternehmensgröße eingegangen. Eine ausführliche Darstellung und Kritik der auf Schumpeter zurückgehenden Innovationstheorie findet sich bei A. Gerybadze 1982, S. 99 ff.

2 Dabei wird vorausgesetzt, daß "Neuerungsaktivitäten" nicht nur die Phase der Ideenfindung umfassen, sondern letztendlich auch zu Innovationen führen. Vgl. H. Schmidbauer 1974, S. 551 f., E. Streißler 1976, S. 68 f., H. Greiffenberg 1978, S. 217 f., sowie H. Corsten 1984, S. 224.

(3) Da die meisten "billigen" Erfindungen bereits gemacht seien, könnten die Kosten moderner, hochspezialisierter Großlabors, die zur Inventions- und Innovationsgenerierung notwendig sind, ausschließlich von großen Unternehmen finanziert werden.

Sowohl theoretisch wie empirisch konnten diese Argumente jedoch zumindest relativiert und zu einem großen Teil auch widerlegt werden¹:

-Betrachtet man die Inputseite der unternehmerischen Neuerungsaktivität, so nehmen die Ausgaben für Forschung und Entwicklung in der Tat mit steigender Unternehmensgröße (gemessen an der Beschäftigtenzahl) absolut zu. Dabei gibt es aber je nach Branche erhebliche Differenzen. Zu beachten ist auch, daß in kleinen Unternehmen die FuE-Aktivitäten häufig nicht gesondert ausgewiesen werden, weil keine eigenen Forschungsabteilungen existieren, so daß die Neuerungsaktivität bei diesen Unternehmen in zu geringem Maß erfaßt wird. Bezieht man die ausgewiesenen FuE-Aufwendungen hingegen auf die Unternehmensgröße (also auf Umsatz oder Beschäftigtenzahl), so ergibt sich kein eindeutiger Zusammenhang zwischen dieser sog. FuE-Intensität und der Unternehmensgröße.

Die Untersuchungen der Ausgaben für FuE, also die inputbezogene Betrachtungsweise, lassen allerdings keine Aussagen über den FuE-Output, also die tatsächlich gefundenen Neuerungen sowie die durchgeführten Innovationen, zu.

-Als Maßstab für die Inventionsaktivitäten wurden die Anzahl der Patente sowie die Anzahl der "bedeutenden Erfindungen" herangezogen²:

1 Vgl. hierzu H. Schmidbauer 1974, S. 553 ff., J. Tabbert 1974, S. 72 ff., L. Jüttner-Kramny 1975, S. 38 ff., U. Müller 1975, S. 63 ff., K. H. Oppenländer 1977, S. 14 ff., F. M. Scherer 1980, S. 413 ff., M. Kamien/N. Schwartz 1982, passim. N. Eickhof 1982, S. 154 ff., sowie H. Corsten 1984.

2 Beide Maßstäbe haben bekanntlich erhebliche Schwächen; vgl. z.B. unsere Ausführungen unter 5.1 (wo allerdings die Anzahl der Patente als "Byput"-Indikator bezeichnet wurde). Daher sind die angeführten Ergebnisse nur eingeschränkt aussagefähig. Vgl. auch H. Schmidbauer 1974, S. 597 ff.

Dabei erweist sich, daß der größte Teil der bedeutenden Inventionen im zwanzigsten Jahrhundert von Einzelerfindern oder in kleinen bzw. mittleren Unternehmen gemacht wurde. Und auch bezüglich der Zahl der Patente erscheinen die Großunternehmen keineswegs überlegen. Zwar steigen die absoluten inventiven Erträge mit zunehmender Größe der Unternehmen an; nimmt man jedoch die relativen inventiven Erträge als Maßstab, d.h. bezieht man die Patentzahl etwa auf die Umsatzhöhe, so haben kleinere Unternehmen eher eine günstigere Relation aufzuweisen. Eine ähnliche Situation liegt vor, wenn man die innovativen Aktivitäten betrachtet. Diese steigen absolut nur in solchen Branchen mit zunehmender Unternehmensgröße in gleichem Maße, in denen stark steigende Skalenerträge vorliegen. In anderen Branchen ist ein solcher Zusammenhang nicht feststellbar, und auch bezüglich der relativen Innovationsaktivität ergibt sich keine eindeutig positive Beziehung zur Unternehmensgröße.

Ebensowenig wie die alleinige Betrachtung des FuE-Inputs kann die separate Analyse des inventiven und innovativen Outputs ausreichend darüber informieren, ob Großunternehmen gegenüber kleinen und mittleren Unternehmen Vorteile hinsichtlich der Neuerungstätigkeit aufweisen. Relevantere Ergebnisse sind vielmehr aus einer Untersuchung von FuE-Aufwand und FuE-Erträgen zu gewinnen.

- Dabei ist zu unterscheiden zwischen FuE-Produktivität sowie FuE-Effizienz¹. Unter FuE-Produktivität wird die Relation von inventiven Erträgen zu den FuE-Aufwendungen eines Unternehmens verstanden, unter FuE-Effizienz dagegen das Verhältnis von innovativen Maßnahmen zu den FuE-Aufwendungen. Im einzelnen zeigt sich, daß Großunternehmen im Durchschnitt eine wesentlich geringere FuE-Produktivität aufweisen als andere Unternehmen. Gemessen an diesem Kriterium kann sogar eine negative Beziehung zwischen Unternehmensgröße und Innovationstätigkeit unterstellt werden². Auch bei einer Betrachtung der FuE-Effizienz ergibt

1 Vgl. hierzu auch N. Eickhof 1982, S. 156 ff.

2 Vgl. J. Schmookler 1965, S. 1258 f.

sich kein positiver Zusammenhang zwischen Unternehmensgröße und Innovationstätigkeit. Vielmehr weisen Großunternehmen eher eine geringere FuE-Effizienz auf als kleine und mittlere Firmen¹.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, daß eine positive Beziehung zwischen der Größe eines Unternehmens und seiner Neuerungsaktivität fast nur hinsichtlich des Kriteriums "absoluter FuE-Aufwand" gegeben ist. Allerdings sind in manchen Branchen Mindestgrößen der Unternehmen Voraussetzung für FuE-Tätigkeiten. Bezüglich aller übrigen Kriterien, die als Maßstab der Neuerungsaktivitäten herangezogen wurden, besteht entweder keine signifikant positive oder sogar eine negative Beziehung². Insbesondere ist festzuhalten, daß die Mehrzahl der "bedeutenden Erfindungen", also technologische Pionierleistungen von hoher Relevanz, von Einzelerfindern oder in kleinen bis mittleren Unternehmen gemacht wurde, während Großunternehmen vorwiegend zu Modifikationen und Verbesserungen bereits bekannter Produkte und Verfahren beitrugen³.

Erst in neuerer Zeit wurden empirische Untersuchungen durchgeführt, die die Übernahme externer Innovationen in Abhängigkeit von der Unternehmensgröße behandeln⁴. Die Ergebnisse sind - abhängig von der untersuchten Branche sowie den verwendeten Größenkriterien - teilweise uneinheitlich; mit der gebotenen Vorsicht ist jedoch festzuhalten, daß Großunternehmen externe Innovationen tendenziell früher übernehmen als kleinere Firmen, aber letztlich ein höherer Anteil der kleinen Unternehmen die Innovationen tatsächlich adoptiert.

1 Vgl. N. Eickhof 1982, S. 160.

2 Eventuell ist sogar die kausale Verknüpfung umzukehren: Demnach würde nicht die Größe eines Unternehmens seine Innovationstätigkeit erklären, sondern innovative Unternehmen wachsen aufgrund höherer Erträge und besserer Effizienz schneller als andere Unternehmen. Vgl. etwa U. Müller 1975, S. 155 f. Hingegen vertritt E. Kaufer (1980, S. 597 f.) den gegensätzlichen Standpunkt.

3 Diese Erkenntnisse stimmen auch mit den aus der neueren Firmentheorie gewonnenen Aussagen überein. Vgl. hierzu unsere Ausführungen im nächsten Unterabschnitt.

4 Vgl. H. Corsten 1984, S. 225 ff., sowie die dort angegebene Literatur.

Aus den dargelegten Überlegungen ergibt sich, daß kleine und große Unternehmen im Innovationsprozeß unterschiedliche Aufgaben übernehmen und verschiedene Rollen spielen: Kleinere Unternehmen entwickeln Inventionen, die hochspezialisiertes Wissen sowie Originalität erfordern, und führen Innovationen durch, die ein hohes Risiko beinhalten, jedoch nicht allzuviel Kapitalkaufwand benötigen, was typischerweise in den frühen Stadien von Projekten der Fall ist¹. Dagegen wenden sich Großunternehmen insbesondere solchen Erfindungen zu, die durch Komplexität sowie engen Bezug zur Grundlagenforschung gekennzeichnet sind, und setzen die originären Ideen anderer technologisch um, was zwar häufig einen hohen Kapitalkaufwand erfordert, jedoch vergleichsweise weniger risikoreich ist². Diese "Arbeitsteilung" zwischen kleineren und größeren Unternehmen ist aber als Teil des Wettbewerbs- und Innovationsprozesses zu sehen und daher nicht endgültig festgelegt. Das bedeutet auch, daß Richtung und Struktur der Entwicklung nicht vorhersehbar sind und häufig wechseln³.

Die absolute Größe eines Unternehmens kann also nicht generell als Bestimmungsfaktor der Innovationseffizienz angesehen werden. Doch gilt sicherlich, daß eine differenzierte Unternehmensgrößenstruktur eine effizientere Erfüllung der Innovationsfunktion des Wettbewerbs bewirkt als das Vorherrschen nur "großer" bzw. "kleiner" Unternehmen. Das gilt sowohl für die Durchführung eigener Innovationen als auch für die Adoption externer Neuerungen.

Bisher wurde noch vom Unternehmen als Ganzes ausgegangen. Im folgenden Unterabschnitt wird nun geprüft, wie die Analyse der Entscheidungsprozesse innerhalb des einzelnen Unternehmens zur Erklärung der Innovationseffizienz beiträgt, wobei auch die soeben abgeleiteten Ergebnisse eine ergänzende Betrachtung erfahren.

1 Vgl. H. Greiffenberg 1978, S.227.

2 Vgl. ebenda, S. 226, U. Müller 1975, S. 183, sowie R. Rothwell/
W. Zegveld 1983, S. 43 ff., 244 ff.

3 Vgl. N. Eickhof 1982, S. 162.

5.2.2 Neuere Firmentheorie: Die Trennung von Eigentum und Kontrolle

Die verschiedenen Ansätze der sogenannten neueren Firmentheorie können zwei Hauptrichtungen zugeordnet werden:

(1) In der "Theorie des Managerkapitalismus" bzw. der "Managementtheorie der Firma" werden große Kapitalgesellschaften betrachtet, für die eine Trennung der Funktionen Eigentum (Kapitalbeteiligung) und Kontrolle (Unternehmensführung) typisch ist¹. Dadurch eröffnen sich dem Management "diskretionäre" Handlungsspielräume, die - sofern es sich nicht um Gesellschafter- Geschäftsführer handelt - zur Verfolgung eigener, von den Zielen der Eigentümer abweichender Zielsetzungen genutzt werden können.

Während die Anteilseigner insbesondere an hohen Dividendenzahlungen interessiert sind und daher ein Unternehmensverhalten präferieren, das auf Gewinnmaximierung ausgerichtet ist, sind die managerspezifischen Ziele² zwar nachweislich positiv mit dem Umsatz, jedoch nicht in gleicher Weise mit dem Unternehmensgewinn verknüpft³. Daher erscheint die Annahme begründet, daß das Management eher wachstumsorientiert handelt und dementsprechend mittels Expansionsstrategien die eigenen Zielsetzungen zu realisieren versucht⁴.

1 Die Konzepte der Managementtheorie gehen im wesentlichen auf A. Berle/G. Means 1932 sowie A. Berle 1954 zurück., Vgl. auch R. Marris 1964, D. E. Williamson 1964, W. Baumol 1959 sowie die Übersicht über weitere Literatur bei R. Marris/D. C. Mueller 1980.

2 Derartige Ziele sind neben der Maximierung des persönlichen monetären Einkommens die Befriedigung von Machtansprüchen, die Erfüllung von Prestige- und Repräsentationsbedürfnissen oder die Erlangung anderer nicht-monetärer Nebenleistungen wie etwa Sicherheit des Arbeitsplatzes. Vgl. auch O. E. Williamson 1974, S. 28 ff.

3 Vgl. W. Zohlnhöfer /H. Greiffenberg 1981, S. 83 f. Eine Ausnahme stellen evtl. die monetären Einkommen dar; allerdings werden häufig Bonuszahlungen an Umsatzzuwächse geknüpft. Vgl. N. Blattner 1977, S. 106 ff. und die dort angegebene Literatur, sowie H. Greiffenberg 1978, S. 71 f.

4 Das Wachstumsstreben kann sich dabei z.B. auf die Zielgrößen Umsatz (vgl. W. Baumol 1959), Unternehmenswachstum (vgl. R. Marris 1964) oder Unternehmensgröße (vgl. O. E. Williamson 1974, S. 38 ff.) unter bestimmten Nebenbedingungen richten. Vgl. hierzu auch N. Blattner 1976, S. 242 f., sowie H. Leipold 1981, S. 34 f.

Angesichts der exponierten Stellung des Managements im Unternehmen und des daraus resultierenden Informationsvorsprungs ist damit zu rechnen, daß sich die Wachstumsorientierung im allgemeinen gegenüber dem Gewinninteresse durchsetzen kann. Zielkonflikte zwischen Anteilseignern und Managern entstehen aber nur dann nicht, wenn sich das Unternehmen in einer frühen Entwicklungsphase befindet und die Investitionen, mit denen das Wachstum vorangetrieben wird, eine den üblichen Kapitalmarktzins übersteigende Rendite erbringen¹.

(2) Die sogenannte behavioristische oder verhaltenswissenschaftliche Theorie der Firma charakterisiert das Unternehmen als eine Koalition verschiedener Gruppen von Akteuren, zu denen neben den Managern und den Eigentümern bzw. Anteilseignern auch die Arbeitnehmer, die Gläubiger, die Lieferanten und die Kunden gehören². Sie versuchen alle, ihre Interessen im Unternehmen durchzusetzen. Doch wird die übliche Annahme des Rationalverhaltens der Wirtschaftssubjekte im Sinne von Nutzen- oder Gewinnmaximierung aufgegeben zugunsten einer "begrenzten Rationalität" bzw. eines lediglich satisfizierenden Verhaltens. Dabei orientiert sich der einzelne an seinem persönlichen Anspruchsniveau, das geprägt wird von den in der Vergangenheit erreichten Ergebnissen sowie von deren Relation zu den früheren Anspruchsniveaus³.

1 Die "Lebenszyklustheorie der Firma" überträgt das bekannte Marktphasenkonzept auf die Entwicklung von Unternehmen. Während in der Anfangsphase (Experimentierungsphase) die Firma auf einer schmalen Produktbasis mit hohem Risiko operiert, expandiert sie in der Expansionsphase zunächst wesentlich stärker als der Markt bzw. die Gesamtwirtschaft und erzielt auch eine weit überdurchschnittliche Rendite. In der Ausreifungsphase gehen Wachstums- und Gewinnraten zurück und entwickeln sich etwa im gleichen Maße wie der Markt bzw. der Kapitalmarktzins, während in der letzten Phase der Unternehmensentwicklung nur noch unterproportionales oder gar kein Wachstum mehr stattfindet und die Gewinne ebenfalls rückläufig sind. Durch neue innovatorische Vorstöße kann jedoch das Unternehmen abermals die frühen Phasen durchlaufen. Vgl. zur Marktphasentheorie allgemein E. Heuß 1965, S. 15 ff. Zum Lebenszyklus der Firma vgl. D. C. Mueller 1972 sowie H. Grabowski/D. C. Mueller 1975.

2 Dieser Ansatz geht auf H. A. Simon 1947, ders. 1955 sowie R. M. Cyert/J. G. March 1963 zurück.

3 Vgl. R. M. Cyert/J. G. March 1963, S. 34, 115.

Die Koalition "Unternehmen" ist so lange stabil, wie die Anspruchsniveaus der einzelnen Mitglieder in bezug auf das (monetäre sowie Nutzen-)Einkommen jeweils befriedigt werden und langfristig ein Gleichgewicht zwischen den Leistungsbeiträgen der Koalitionsmitglieder und den Leistungsanreizen, die sie aus dem Einkommen ziehen, besteht¹. Kann das Unternehmen darüber hinaus Zahlungen an die Mitglieder leisten, so bedeutet das, daß "organizational slack" (organisatorischer Schlupf) vorhanden ist². Slack kann insbesondere dann entstehen, wenn das Unternehmen nur geringem externem Druck ausgesetzt ist, also bei relativ schwacher Wettbewerbsintensität oder am Ende der (mit hohen Gewinnzuwächsen verbundenen) Expansionsphase der Firma, und bewirkt eine Minderung des Gewinns. In Zeiten starken Konkurrenzdrucks oder bei Notlagen des Unternehmens kann der angesammelte slack jedoch abgebaut werden und wirkt dann als Puffer, der im Grenzfall das Überleben der Firma sichert³.

1 Vgl. W. Zohlhöfer/H. Greiffenberg 1981, S. 87.

2 Slack wird definiert als der Teil der Zahlungen an Organisationsmitglieder, der über den Betrag hinausgeht, der nötig wäre, um von den Mitgliedern die gewünschte Leistung zu erlangen. Vgl. hierzu und zum folgenden R. M. Cyert/J. G. March 1963, S. 36 ff.

3 Organizational slack ist mit der von Leibenstein beschriebenen X-Ineffizienz vergleichbar. Allerdings wird X-Ineffizienz (in statischer Betrachtung) negativ bewertet, da sie zu einer Erhöhung der Kosten gegenüber den minimalen Kosten bzw. zu einer Outputverminderung im Vergleich zum maximal möglichen Output führt. Dem organizational slack hingegen werden (in dynamischer Sichtweise) durchaus positive Funktionen (Leistungsreserve- bzw. Pufferwirkung) zugeschrieben, obgleich er unter statischem Aspekt ebenfalls kostenerhöhend bzw. gewinnvermindernd wirkt. Hier wird deutlich, daß die Verhaltenstheorie der Firma weit über den neoklassischen Ansatz hinausgeht, während das Konzept der X-Effizienz lediglich eine Erweiterung der neoklassischen Sichtweise darstellt. Gemeinsam ist beiden Ansätzen aber die Erkenntnis, daß Phänomene wie "slack" bzw. "X-Ineffizienz" zur betrieblichen Realität gehören und selbst unter starkem Wettbewerbsdruck wohl nicht völlig abgebaut werden (können).

Alle Gruppen im Unternehmen sind an der Bildung von slack interessiert, denn zum einen wird dadurch der interne Leistungsdruck vermindert, der das Management in seiner Handlungsfreiheit beschränkt¹, und zum anderen kommt slack den übrigen Unternehmensmitgliedern in unterschiedlichem Maße als zusätzliche Einkommensquelle zugute.

Wird nun das Unternehmen als Koalition im hier geschilderten Sinne aufgefaßt, so ergeben sich vier, das Unternehmensverhalten bestimmende Prinzipien²:

- Auftretende Zielkonflikte, die entstehen, obwohl kein einheitliches Zielsystem des Unternehmens gebildet wird, werden durch "Quasilösungen" bewältigt. Das heißt, daß komplexe Probleme in einfache Entscheidungseinheiten aufgespalten und einzelnen Entscheidungsträgern überlassen werden ("lokale Rationalität") oder daß verschiedene Ziele nicht simultan, sondern nacheinander verfolgt werden.
- Unsicherheit wird möglichst vermieden. Deshalb werden anstelle langfristiger Strategien kurzfristige Entscheidungsregeln zur Lösung der jeweils dringlichsten Probleme angewandt. Dabei wird möglichst auf branchenspezifische Usancen zurückgegriffen und versucht, die Störungen aus der marktlichen Umwelt zu minimieren.
- Treten Schwierigkeiten für das Unternehmen auf, bei denen die bisherigen Lösungsmöglichkeiten versagen, so werden Suchprozesse eingeleitet, die auf das konkrete Problem bezogen sind und zunächst den Bereich naheliegender und bereits früher einmal bewährter Lösungen erfassen. Erst wenn dies erfolglos bleibt, werden neue, innovative Möglichkeiten erforscht. Sobald jedoch eine für das offene Problem geeignete (befriedigende) Lösung entdeckt ist, wird der Suchprozeß beendet.

1 Zwar verfügen die Manager allein aufgrund ihrer Stellung im Unternehmen - einerseits bilden sie eine Gruppe mit eigenen Interessen und Zielvorstellungen, andererseits haben sie die Aufgabe, die Unternehmensziele insgesamt in konkretes Handeln umzusetzen - über erhebliche Handlungsspielräume. Beschränkungen resultieren jedoch aus den divergierenden Interessen der anderen Unternehmensmitglieder sowie aus deren dynamisierten Anspruchsniveaus. Vgl. auch W. ZohlInhöfer/H. Greiffenberg 1981, S. 88.

2 Vgl. R. M. Cyert/J. G. March 1963, S. 36 ff., sowie N. Blattner 1977, S. 13 f.

- In Abhängigkeit von den Anspruchsniveaus und der Anpassungsfähigkeit der Unternehmensmitglieder ist auch die gesamte Organisation lernfähig. D.h., Zielsystem und Verhalten der Unternehmung ändern sich in Reaktion auf sich wandelnde Umweltbedingungen und unter Berücksichtigung der in der Vergangenheit erzielten Ergebnisse.

Faßt man die aus beiden Ansätzen der neueren Firmentheorie gewonnenen Ergebnisse zusammen, so kann das Unternehmensverhalten unter Berücksichtigung vor allem der Innovationsaktivitäten folgendermaßen beschrieben werden:

Managergeleitete Unternehmen verfolgen Wachstumsstrategien unter der Nebenbedingung der Sicherung eines Mindestgewinns für die Eigentümer sowie unter Aufrechterhaltung eines Beitrags-Anreiz-Gleichgewichts bei den übrigen Unternehmensmitgliedern. Zwar können die Manager aufgrund ihrer besonderen Stellung im Unternehmen die eigenen Zielsetzungen weitgehend durchsetzen, doch sind sie dabei auch starkem unternehmensinternem Druck insbesondere von seiten der Eigentümer und der Beschäftigten ausgesetzt. Hinzu kommt, falls das Unternehmen auf Märkten mit intensivem Wettbewerb operiert, der externe Konkurrenzdruck. Da die Manager ebenso wie alle anderen Wirtschaftssubjekte mit begrenzter Rationalität agieren, werden sie, um den genannten Abhängigkeiten zu begegnen, ein ausgeprägtes Sicherheitsstreben an den Tag legen, das sich sowohl auf die eigene Stellung im Unternehmen als auch auf die Position der gesamten Unternehmung auswirkt.

Ist eine Reduzierung des internen Leistungsdrucks nicht oder nur schwer möglich¹, so wird das Management versuchen, den externen Wettbewerbsdruck zu vermindern, indem es entweder Beschränkungen des Wettbewerbs oder innovative Aktivitäten durchführt.

Wettbewerbsbeschränkende Verhaltensweisen liegen indes auch im Interesse der übrigen Unternehmensmitglieder, denn sie ermöglichen nicht nur eine Verringerung der Risiken des Marktprozesses und die Bestandssiche-

¹ Etwa aufgrund gewerkschaftlichen Einflusses oder gesetzlicher Bestimmungen. Vgl. W. Zöhlhöfer/H. Greiffenberg 1981, S. 93.

rung des Unternehmens, sondern auch die Bildung von slack. Besonders Konzentrationsstrategien, also externes Wachstum des Unternehmens mittels horizontaler, vertikaler oder konglomeraler Zusammenschlüsse, sind nun geeignet, sowohl die Expansionsziele und damit die Einkommens-, Macht- und Prestigeinteressen der Manager wie auch deren Sicherheitsbedürfnisse zu befriedigen¹. Zwar sind Unternehmenszusammenschlüsse nicht per se als wettbewerbsbeschränkend anzusehen. Doch begünstigen absolut und relativ hohe Konzentrationsgrade auf Märkten oder in Branchen wettbewerbsbeschränkende Verhaltensweisen wie (formelle oder informelle) Absprachen oder Behinderungspraktiken gegenüber anderen Marktteilnehmern.

Daraus können sich Auswirkungen auf die Innovationseffizienz ergeben: Je weniger stark der Wettbewerbsdruck ist, um so weniger besteht für ein Unternehmen die Notwendigkeit, das Verbleiben am Markt z.B. durch kostensenkende Prozeßinnovationen zu sichern. Vielmehr werden Verhaltensweisen wie der Erwerb von Patenten "auf Vorrat" ohne die Absicht baldiger Nutzung ermöglicht, die wiederum die Diffusion von Neuerungen beeinträchtigen.

Dennoch sind innovative Aktivitäten des Unternehmens erforderlich, da es kaum möglich ist, jegliche wettbewerbliche Herausforderung zu unterbinden sowie unbegrenzt durch externes Wachstum zu expandieren. Dabei ist zwischen der Durchführung von Prozeß- und von Produktinnovationen zu unterscheiden. Prozeßinnovationen unterliegen nicht - wie Produktinnovationen - dem Risiko der Marktakzeptanz, wirken direkt produktiv und senken die Kosten im Unternehmen². (Technologische) Prozeßinnovationen sind allerdings meist mit Innovationen der unternehmensinternen Organisation verbunden. Sie können also Slackpotentiale

1 Vgl. ebenda, S. 92 f.

2 Vgl. z.B. G. Graf 1981, S. 325.

verschieben und verändern und damit wiederum den internen Druck auf das Management verstärken.

Daher werden von der Unternehmensleitung insbesondere, wenn kein unmittelbarer Zwang zur Realisierung von Kostensenkungen besteht, der externe Wettbewerbsdruck also nicht allzu hoch ist, Produktinnovationen präferiert, wobei es sich vor allem um qualitative Verbesserungen bzw. Weiterentwicklungen bereits vorhandener Produkte handeln dürfte¹. Produktinnovationen lassen die organisatorische Struktur in der Unternehmung weitgehend unverändert und haben zudem den Vorteil, daß die Reaktionszeit der Konkurrenten auf dem Markt wesentlich länger ist als bei Einführung einer Prozeßinnovation². Auch im Hinblick auf das oben skizzierte satisfizierende Problemlösungsverhalten ist eine solche Aussage vertretbar: Produktinnovationen sind nicht so sehr Ergebnisse eines problemorientierten Suchprozesses, die in kurzer Zeit zur Lösung drängender Probleme beitragen. Vielmehr ist ihr wirtschaftlicher Erfolg erst längerfristig feststellbar; daher wird derartigen "slack innovations" in weniger angespannten Situationen (bei geringem externem Wettbewerbsdruck und Vorhandensein von slack in der Unternehmung) der Vorzug gegeben³.

Ist das Unternehmen dagegen starkem Wettbewerbsdruck ausgesetzt und drohen eventuell sogar finanzielle Engpässe, wird - problemorientiert - nach Möglichkeiten der Kostensenkung gesucht. Dann werden kostensenkende, produktivitätssteigernde Prozeßinnovationen durchgeführt, die häufig auch zu Veränderungen der internen Unternehmensorganisation beitragen und den im Unternehmen vorhandenen slack verringern. Derartige "distress innovations" verbessern im allgemeinen relativ rasch die Wettbewerbsposition des Unternehmens⁴.

1 Bei satisfizierendem Problemlösungsverhalten wird eher die Weiterentwicklung bereits bekannter Produkte als eine totale Neuentwicklung in Frage kommen. Vgl. auch W. Zohlhöfer 1973, S. 239 f.

2 Vgl. H. Schumacher 1976a, S. 133 f.

3 Vgl. R. M. Cyert/J. G. March 1963, S. 278 f., sowie A. Kieser 1973, Sp. 746.

4 Vgl. H. Schumacher 1976a, S. 134.

Zusammenfassend ist also festzustellen, daß managergeleitete Großunternehmen aufgrund der Risikoscheu sowie der Expansionsbestrebungen der Manager die Innovationseffizienz tendenziell negativ beeinflussen.

Nur wenn die Unternehmen intensivem Wettbewerb unterliegen, werden die unternehmerischen Leistungsreserven aktiviert, Slackpotentiale abgebaut und kostensenkende, produktivitätserhöhende Prozeßinnovationen durchgeführt. Gelingt es den Unternehmen jedoch, den Wettbewerb zu beschränken, bzw. sind sie auf einem Markt mit geringem Wettbewerbsdruck tätig, so werden - sofern es überhaupt zu innovativen Aktivitäten kommt - eher Produktinnovationen, insbesondere Weiterentwicklungen bereits vorhandener Güter, durchgeführt, die keine direkten Auswirkungen auf die Produktivität der Unternehmen haben.

Das bereits im vorhergehenden Unterabschnitt gefundene Ergebnis, daß eine differenzierte Unternehmensgrößenstruktur für die Realisierung von Innovationseffizienz günstiger ist als ein bezüglich der Unternehmensgröße monostrukturierter Markt, wird somit bestätigt. Sind auf einem Markt lediglich managergeleitete Großunternehmen vertreten, so wird tendenziell die Diffusion von Innovationen behindert und die Richtung des Innovationsprozesses beeinflußt (Vernachlässigung von Prozeß- gegenüber Produktinnovationen), zumal aufgrund des Sicherheitsstrebens der Manager die Neigung zu wettbewerbsbeschränkenden Absprachen steigen wird.

Weitere Einsichten in die Innovationsfähigkeit der Unternehmen können von organisationstheoretischen Konzepten erwartet werden. Darin steht nicht die Tatsache, daß das Unternehmen eine Organisation ist, sondern daß es eine Organisation hat, im Mittelpunkt des Erkenntnisinteresses¹.

¹ Vgl. zu Begriff, Definition und Theorie der Organisation K. Aregger 1976, S. 31 ff.

5.2.3 Unternehmensorganisation

Im Gegensatz zu den oben dargestellten Firmentheorien, die sich insbesondere mit der Analyse von Entscheidungsprozessen in Organisationen befassen, stehen Ansätze, die unterschiedliche Typen von Organisationen anhand bestimmter Strukturvariablen identifizieren und vergleichen wollen¹.

Grundsätzlich kann man mechanistische und organische, bürokratische und kooperative, funktionale und divisionale Organisationen gegenüberstellen². Der jeweils erstgenannte Organisationstyp ist gekennzeichnet durch eine strenge Hierarchisierung des Autoritäts-, Kommunikations- und Kontrollsystems, ein hohes Ausmaß an formalen Regelungen aller Bereiche, arbeitsteilige Spezialisierung der Mitarbeiter und Abteilungen sowie insgesamt starke Zentralisierung. Dagegen zeichnen sich die jeweils letztgenannten Organisationen aus durch wenige Hierarchieebenen mit eher gelockerter Autoritätsstruktur, zahlreiche vertikale und horizontale Kommunikationsbeziehungen, ein geringes Ausmaß an formalen Regelungen sowie eine dezentrale Struktur, die Eigeninitiative und Kritik von Mitarbeitern einbezieht³.

Generell weisen als innovativ bezeichnete Organisationen Merkmale auf, die auch organische, nicht-bürokratische Organisationen kennzeichnen - allgemein also Offenheit, Unstrukturiertheit und Dezentralität⁴. Unter diesem Aspekt werden nun die funktionale und die divisionale Organisationsstruktur, die in der betrieblichen Realität am häufigsten anzutreffen sind, näher betrachtet, und zwar insbesondere hinsichtlich ihres Aufbaus, der Kompetenzverteilung und des Kontrollsystems⁵.

1 Vgl. zu Organisationstheorien im Überblick A. Kieser/H. Kubicek 1978.

2 Vgl. z.B. K. Aregger 1976, S. 193 ff., sowie J. Röpke 1977, S. 176 ff.

3 Vgl. zu den Kennzeichen verschiedener Organisationstypen K. Aregger 1976, S. 195, sowie H. Schumacher 1976a, S. 135.

4 Innovative Organisationen ganz allgemein werden dargestellt bei J. Röpke 1977, S. 224 ff.

5 Vgl. hierzu O. E. Williamson 1970, insb. S. 119 ff., H. Schumacher 1976a, S. 86 ff., ders. 1976b, S. 156 ff., sowie J. Röpke 1977, S. 182 ff.

- Die funktionale Organisation ist dadurch gekennzeichnet, daß unterhalb der Ebene der Unternehmensleitung die Abteilungen nach Funktionsbereichen zusammengefaßt sind. Die Entscheidungs- und Kontrollbefugnisse sind in der Unternehmensspitze zentralisiert, und die Kontrolle der einzelnen Abteilungen orientiert sich vorwiegend an Kostenkriterien. Derartige funktionelle Organisationsstrukturen mit relativ starker Zentralisierung und Hierarchisierung sowie einem vergleichsweise hohen Formalisierungsgrad eignen sich besonders für die Durchführung von Routineaufgaben¹.

- Die divisionale Organisation hingegen ist unter der obersten Hierarchieebene (Leitung) nach Produktgruppen oder Sparten ("Divisions") gegliedert, die wiederum jede für sich die verschiedenen Funktionen beinhalten. Mit der Dezentralisierung der betrieblichen Funktionen geht auch eine Dezentralisierung der Entscheidungskompetenz einher; sog. operative Entscheidungen werden völlig den einzelnen Divisions überlassen, während die Unternehmensleitung sich auf strategische Entscheidungen (wie z.B. Investitionsplanung) konzentriert. Die innerbetriebliche Erfolgskontrolle sowie Kapitalallokation orientiert sich weitgehend an Gewinnkriterien. Daraus ist zu erkennen, daß die einzelnen Divisionen relativ selbständig sind; sie werden auch als "Quasifirmen" bezeichnet.

Unter dem Aspekt der Innovationskompetenz und der Flexibilität sind beide Organisationsformen ganz unterschiedlich einzuordnen. Während die funktionale Organisation eher als innovationshemmend anzusehen ist, kann die divisionale Organisation als ausgesprochen neuerungsfreundlich bezeichnet werden².

Zunächst sei die funktionale Unternehmensorganisation betrachtet: Ihre Aufbauorganisation bringt es mit sich, daß Kommunikationslücken zwischen der FuE-Abteilung einerseits und den Produktions- oder Marketingabteilungen andererseits entstehen; dadurch werden eventuell

1 Bürokratische Organisationen weisen die hier genannten Merkmale in verstärktem Maß auf.

2 Vgl. z.B. N. Eickhof 1982, S. 166 ff.

Neuerungen entwickelt, die nicht kommerziell verwertbar sind, oder potentiell erfolgreiche Innovationen werden nicht durchgeführt. Anstöße zu Neuerungen gehen aufgrund der Entscheidungscentralisation nur von der Unternehmensspitze aus, und kostenorientierte Kontrollmaßnahmen führen dazu, daß auch bei Änderungen der Umwelt eingeführte Verfahren beibehalten und Neuerungen nicht durchgeführt werden¹. Die Flexibilität einer funktionalen Organisation, also ihre Fähigkeit, auf Veränderungen der marktlichen Umwelt zu reagieren, ist eingeschränkt, weil alle Entscheidungen von der Unternehmensspitze getroffen werden. Die Kommunikationswege sind daher vergleichsweise lang und häufig überlastet, was auch die Rationalität von Entscheidungen beeinträchtigt. Ferner entstehen Koordinationsprobleme zwischen den einzelnen Abteilungen².

Ganz anders ist dagegen die divisionale Organisationsform zu beurteilen. Da Forschung und Entwicklung in die einzelnen Sparten integriert sind, entstehen für Innovationen günstige horizontale Kommunikationsbeziehungen. Aufgrund der Entscheidungsdezentralisation und der eher gelockerten Autoritätsstruktur können Impulse zu Innovationen von allen Hierarchieebenen ausgehen. Ferner führen ergebnisorientierte Kontrollen rascher zu Verhaltensänderungen bei einer Änderung der marktlichen Umwelt. Entscheidungsprozesse und damit auch Reaktionszeiten werden verkürzt, da operative Maßnahmen dezentral beschlossen werden können, so daß auch die Anpassungsfähigkeit an Veränderungen besser ist als bei funktionaler Organisation.

Der divisionale Organisationstyp ist also von höherer Innovationskompetenz und Flexibilität und erscheint damit für eine sich verändernde, dynamische marktliche Umwelt besser geeignet als die funktionale Organisationsform, die hingegen für eine stabile bzw. statische Umwelt angepaßter ist.

1 H. Schumacher 1976b, S. 158 f.

2 Ebenda, S. 157 f.

Allerdings ist diese Aussage zu relativieren, wenn man beachtet, daß der Innovationsprozeß in mehrere Phasen unterteilt werden kann¹. Während in der Generierungsphase um so mehr Neuerungen entwickelt werden, "je höher der Grad der Komplexität, je niedriger der Grad der Formalisierung und je geringer der Grad der Zentralisation"² ist, werden Innovationen um so eher durchgesetzt und verwirklicht, "je eindeutiger Entscheidungsautoritäten zugeordnet und zentralisiert, je mehr Verhaltensregeln spezifiziert und je geringer die Aufgabenbereiche und Anforderungen diversifiziert sind"³.

Damit wird deutlich, daß die Unternehmensorganisation zwar eine wichtige Determinante der Neuerungsaktivität darstellt, die Beurteilung der Innovationseffizienz im einzelnen jedoch zusätzlicher Kriterien bedarf, die z.B. die marktliche Umwelt der Unternehmen bewerten. Im Abschnitt 5.3 soll unter diesen Aspekten eine Erweiterung des Blickfeldes vorgenommen werden.

1 Bezogen auf das einzelne Unternehmen werden die Generierungs-, die Entscheidungs- und die Verwirklichungsphase unterschieden. Vgl. S. 113 in dieser Arbeit.

2 H. Leipold 1978, S. 94.

3 Ebenda, S. 95.

5.2.4 Zusammenfassung

Als unternehmensinterne Determinanten der Innovationseffizienz wurden im vorliegenden Abschnitt die Unternehmensgröße, die Trennung von Eigentum und Kontrolle in Verbindung mit der Existenz differenzierter Zielfunktionen in Unternehmen sowie die Organisationsstruktur der Unternehmen untersucht.

(1) Zwischen der absoluten Unternehmensgröße, gemessen am Umsatz oder an der Zahl der Beschäftigten, und der Innovationseffizienz bestehen keine eindeutigen Verknüpfungen. Vielmehr ist festzustellen, daß "große" und "kleine" Unternehmen im Innovationsprozeß unterschiedliche Rollen spielen. Während kleine Unternehmen die risikoreichen, aber "billigen" Projekte durchführen, bevorzugen große Firmen die relativ risikoarmen, aber kostenaufwendigen Neuerungsvorhaben¹. Zwar gibt es in manchen Branchen Mindestgrößen für die Durchführung von eigenen Neuerungsaktivitäten. Generell ist jedoch festzustellen, daß eine differenzierte Größenstruktur der Unternehmen auf einem Markt ceteris paribus die Realisierung von Innovationseffizienz zur Folge hat.

(2) Weitere Erkenntnisse ergeben sich aus der neueren Firmentheorie. Wenn in großen Kapitalgesellschaften das Management seine eigenen Zielsetzungen, die meist nicht mit denen der Eigentümer sowie der anderen Unternehmensmitglieder identisch sind, weitgehend verfolgen kann und wenn die Wirtschaftssubjekte allgemein nicht maximierendes, sondern satisfizierendes Verhalten zeigen, wird sich das in der Neigung zu externem Wachstum und tendenziell wettbewerbsbeschränkenden Strategien des Unternehmens niederschlagen. Gelingt es dadurch, den externen

¹ Die aus den neueren Firmentheorien sowie aus der Organisationstheorie gewonnenen Erkenntnisse stützen diese Aussage. Das Sicherheitsstreben des Managements ebenso wie die (von der Organisationsstruktur unabhängige) Hierarchisierung und Spezialisierung in Großunternehmen stehen der Hervorbringung originärer Ideen durch schöpferische (aber vielleicht eigenwillige) Personen und der Realisierung risikoreicher Projekte entgegen. Und selbst die divisional organisierte Unternehmung hat gegenüber einem kleinen (Einzel-)Unternehmen ein stör anfälligeres Kommunikationssystem, wodurch Innovationen verlangsamt oder sogar verhindert werden können. Vgl. auch W. Zohlnhöfer 1973, S. 239 f.

Wettbewerbsdruck zu mindern und ein hohes Slackpotential im Unternehmen anzusammeln, so können - sofern überhaupt Neuerungsaktivitäten durchgeführt werden - Produktinnovationen erwartet werden. Kann jedoch die marktliche Umwelt nicht hinreichend unter Kontrolle gebracht werden und ist das Unternehmen starkem Konkurrenzdruck ausgesetzt, dann ist eher mit kostensenkenden Prozeßinnovationen zu rechnen.

(3) Von Bedeutung ist weiterhin die interne Organisationsstruktur der Unternehmen. Die funktionale Organisation erweist sich in einer stabilen, eher statischen Umwelt und zur Durchsetzung von Innovationen als geeignet. Dagegen weist die divisionale Organisation in einer evolutischen Umwelt sowie bei der Stimulation von Neuerungen Vorteile auf. Eine Kombination beider Organisationsformen entsprechend den Phasen des Neuerungsprozesses wäre somit im Hinblick auf die Erreichung von Innovationseffizienz die angemessene Lösung¹. Bürokratische Organisationen sind hingegen generell als innovationshemmend anzusehen.

Mit den genannten Ansätzen ergeben sich bereits erste Hinweise auf dynamische Effizienzkriterien, die für die Elektrizitätswirtschaft relevant sind. Denn die Mehrzahl der deutschen EVU sind Kapitalgesellschaften, insbesondere Aktiengesellschaften, deren Anteile sich zu unterschiedlichen Prozentsätzen in öffentlichem Eigentum befinden². Die französische Versorgungsgesellschaft Electricité de France wiederum wurde zwar nationalisiert, wird jedoch ebenfalls von Managern geführt, deren Ziele vermutlich nicht mit denen des Alleineigentümers Staat übereinstimmen³.

Somit können die Schlußfolgerungen, die aus der neueren Firmentheorie bezüglich der Innovationskompetenz und Flexibilität der Unternehmen insbesondere in einer nicht-wettbewerblichen Umwelt abgeleitet wurden, auf die EVU übertragen werden. Ferner sind die Auswirkungen der internen

1 Vgl. z.B. die Vorschläge bei H. Meffert 1976, S. 88 ff.

2 Vgl. die Ausführungen auf S. 321 f.

3 Vgl. S. 353 ff.

Organisationsstruktur auf die Flexibilität von Unternehmen in der Elektrizitätswirtschaft von besonderer Bedeutung, da in diesem Sektor Prozeßinnovationen weitgehend auf Produktinnovationen in vorgelagerten Branchen beruhen, so daß die Bereitschaft zur Adoption und Anpassung eine erhebliche Rolle spielt. Diese Überlegungen werden im III. Teil ausführlich behandelt.

Neben den unternehmensinternen Bestimmungsfaktoren der Innovationseffizienz sind unternehmensexterne Determinanten zu berücksichtigen, auf die im folgenden Kapitel eingegangen wird.

5.3 Unternehmensexterne Determinanten der Innovationseffizienz

In einer gemischten Wirtschaftsordnung, in der neben der grundsätzlich dezentralen Koordination der wirtschaftlichen Aktivitäten über Märkte die staatliche Wirtschaftspolitik zahlreiche Funktionen zu erfüllen hat¹, wird die "Umwelt" eines Unternehmens nicht nur durch die sich im Wettbewerbsprozeß ergebende Marktstruktur und ihre Komponenten, sondern in erheblichem Ausmaß auch durch die öffentlichen Eingriffe in den Wirtschaftsprozess determiniert.

Somit lassen sich zwei Gruppen von unternehmensexternen Bestimmungsgründen der Innovationseffizienz unterscheiden, zwischen denen in der Realität aber Interdependenzen bestehen: Zum einen die marktlichen Faktoren und zum anderen die vielfältigen Interventionen des Staates .

¹ Vgl. zur Klassifikation von Wirtschaftsordnungen sowie zu den Funktionen der Wirtschaftspolitik insb. in Deutschland D. Schönwitz/H.-J. Weber 1983, S. 33 ff., 77 ff.

Die Würdigung von unternehmensexternen Determinanten der Innovations-effizienz kann auf solche Bestimmungsfaktoren beschränkt werden, die für unseren Untersuchungsgegenstand, die Elektrizitätswirtschaft, von besonderer Bedeutung sind. Daher wird im Rahmen der marktlichen Faktoren lediglich auf Marktform bzw. Konzentration sowie Marktschranken eingegangen, während aus dem Bereich staatlicher Eingriffe die Regulierung sowie öffentliches Eigentum an Unternehmen betrachtet werden.

5.3.1 Marktform und Konzentration

Von Schumpeter wurde die Hypothese aufgestellt, daß sich Marktmacht positiv auf die Innovationstätigkeit von Unternehmen auswirke¹. Dabei sind als Maß der Marktmacht, deren Bestimmung erhebliche Schwierigkeiten bereitet, hilfsweise der (absolute) Konzentrationsgrad oder die Marktform heranzuziehen².

- Unter dem (absoluten) Konzentrationsgrad versteht man im allgemeinen den Anteil am Umsatz eines Industriezweiges³, der von einer bestimmten Anzahl der jeweils größten Unternehmen gehalten wird (Drei-Firmen-Konzentrationsrate, Vier-Firmen-Konzentrationsrate usw.), und nimmt an, daß mit steigendem Konzentrationsgrad auch die Marktmacht zunimmt.

- Die Abgrenzung der einzelnen Marktformen - Polypol, Oligopol, Monopol - erfolgt hingegen über die Anzahl der auf einem Markt agierenden Unternehmen, wobei vorausgesetzt wird, daß mit abnehmender Zahl der Unternehmen deren Marktmacht steigt.

1 Vgl. J. A. Schumpeter 1980, S. 134 ff.

2 Der Begriff Marktmacht kann definiert werden als Fähigkeit eines Unternehmens, die Umwelt im Sinne eigener Zielsetzungen zu beeinflussen (vgl. K. Herdzina 1984, S. 81). Ein gewisses Maß an Marktmacht in diesem Sinne ist im Gegensatz zu den neoklassischen Annahmen für die Funktionsfähigkeit des Wettbewerbsprozesses erforderlich; fehlt jegliche Marktmacht bzw. ist sie absolut gleich verteilt, kommt der Wettbewerbsprozeß zum Stillstand. Vgl. H. Arndt 1976, S. 61 ff.

3 Die Verwendung von Industriezweigen und nicht von Märkten weist auf die Schwierigkeit hin, die jeweils "richtigen" relevanten Märkte abzugrenzen, doch braucht auf diese Problematik im vorliegenden Zusammenhang nicht eingegangen zu werden. Vgl. hierzu z.B. J. Tabbert 1974, S. 50 f., K. Markert 1981, S. 304 ff., sowie K. Herdzina 1984, S. 71 ff.

Beide Merkmale der Marktstruktur werden in unterschiedlicher Weise zur Analyse der Innovationstätigkeit von Unternehmen herangezogen; während in theoretischen Analysen die Marktform Verwendung findet, wird in empirischen Untersuchungen eher der Konzentrationsgrad zur Kennzeichnung bestimmter Marktstrukturen verwendet¹.

Das bereits erwähnte Wettbewerbskonzept von Kantzenbach² stellt nun einen Zusammenhang zwischen der Marktform des Oligopols und der Innovationsaktivität her. In einem weiten Oligopol mit mäßiger Produktdifferenzierung und unvollkommener Markttransparenz sei die effektive Wettbewerbsintensität maximal; dann erfülle der Wettbewerb die von ihm zu erwartenden Funktionen in optimaler Weise³.

Der theoretische Ansatz wie die wettbewerbspolitischen Schlußfolgerungen Kantzenbachs riefen erhebliche Kritik hervor⁴, wobei für unseren Zusammenhang zwei Ansatzpunkte (inhaltlicher) Kritik hervorzuheben sind:⁵

(1) Zwischen der Marktform des weiten Oligopols und der Wettbewerbsintensität besteht nicht der eindeutige Zusammenhang, der in Kantzenbachs Konzept postuliert wird. Bezieht man vielmehr neben der Zahl der Marktteilnehmer weitere Variable wie Marktschranken, Marktphase oder Diversifikationsgrad der Unternehmen in die Betrachtung ein, so sind Fälle denkbar, in denen die Wettbewerbsintensität - definiert als "Geschwindigkeit, mit der Vorsprungsgewinne, die der technische Fortschritt den Unternehmen einbringt, von der Konkurrenz wieder weggefressen werden" - im Polypol höher ist als im weiten Oligopol⁷.

1 Vgl. N. Eickhof 1982, S. 132.

2 Vgl. S. 17 f. in dieser Arbeit.

3 Kantzenbach definiert fünf Wettbewerbsfunktionen, wobei er drei als "statisch" und zwei als "dynamisch" bezeichnet. Vgl. hierzu E. Kantzenbach 1967, S. 15 ff., 49 ff., 137, sowie unsere Ausführungen im Abschnitt 2.1.

4 Vgl. E. Kaufer 1966, ders. 1967, E. Hoppmann 1966, ders. 1967 sowie E. Heuß 1967.

5 Vgl. auch N. Eickhof 1982, S. 134 ff.

6 E. Kantzenbach 1967, S. 38.

7 Vgl. die Beispiele bei J. Tabbert 1974, S. 26 ff., sowie N. Eickhof 1982, S. 134.

(2) Auch die behauptete Beziehung zwischen hoher Wettbewerbsintensität und erhöhter dynamischer Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs, also verstärkter Innovationstätigkeit, ist so nicht aufrechtzuerhalten. Handelt es sich bei den auf dem Markt agierenden Firmen um managergeleitete Großunternehmen im oben erwähnten Sinn¹, dann ist das starke Sicherheitsbedürfnis der Manager sowie ihr Streben nach Expansion zu berücksichtigen. Hoher Wettbewerbsdruck ruft das Bestreben hervor, diesen zu verringern - zunächst werden also wettbewerbsbeschränkende Verhaltensweisen erwogen. Sind diese, aus welchen Gründen auch immer, nicht oder nicht ausreichend wirksam, wird das Management versuchen (müssen), zumindest den unternehmensinternen Druck zu verringern, indem slack abgebaut und nach vergleichsweise risikoarmen Möglichkeiten der Kostensenkung gesucht wird. Dabei ist in erster Linie an die Adoption von Prozeßinnovationen zu denken. Hingegen werden relativ risikobehaftete Aktivitäten, wie die Entwicklung völlig neuer Produkte oder Herstellungsverfahren, in Situationen der Anspannung wohl kaum durchgeführt. Eine derartige erhöhte Imitationsneigung von Unternehmen auf einem Markt kann nun zu einer Verringerung der Innovationsneigung führen, wenn durch die rasche Imitation die Vorsprungsgewinne der Innovatoren zu schnell wieder abgebaut werden, so daß der Anreiz zu Innovationen verlorenght².

Auch im umgekehrten Fall, wenn aus technischen oder rechtlichen Gründen kaum Möglichkeiten der Imitation bestehen, ist bei hoher Wettbewerbsintensität nicht unbedingt mit verstärkter Innovationstätigkeit zu rechnen. Zwar werden die Unternehmen vorsorglich die FuE-Aktivitäten weiterführen, vielleicht sogar intensivieren, um auf Vorstöße von Konkurrenten vorbereitet zu sein. Doch wenn sie damit rechnen müssen, daß eigene Innovationen innerhalb kurzer Zeit durch Neuerungen der Wettbewerber beantwortet werden, sinkt der Anreiz zur Durchführung innovatorischer Vorstöße. Verstärkte FuE-Tätigkeit ist demnach nicht mit höherer Innovationsneigung gleichzusetzen³.

1 Vgl. auch unsere Ausführungen im Unterabschnitt 5.2.2.

2 Vgl. auch N. Eickhof 1982, S. 136 f.

3 Vgl. J. Tabbert 1974, S. 29 f.

Theoretisch ist also eine innovationsoptimale Marktform nicht abzuleiten. Und auch empirische Untersuchungen bestätigen tendenziell dieses Ergebnis. Dabei wurden - mangels eines geeigneteren Indikators - als Maßstäbe für die Innovationstätigkeit unterschiedliche Größen verwendet, die jedoch alle nur eingeschränkt aussagefähig sind, nämlich die FuE-Ausgaben, die Zahl der in einer Industrie beschäftigten Wissenschaftler und Ingenieure sowie die Zunahme der Arbeitsproduktivität. Diese Variablen wurden jeweils in Beziehung gesetzt zu gewogenen Vier-Firmen-Konzentrationsraten. Dabei wurde entweder eine negative oder eine nur sehr schwach positive Korrelation zwischen Konzentrationsgrad und Neuerungstätigkeit festgestellt¹. Scherer ermittelte zwei Schwellenwerte der Konzentration, nämlich einen Konzentrationsgrad von 10 - 14 % als untere und einen von 50 - 55 % als obere Grenze, zwischen denen eine positive Beziehung zwischen Zunahme der Unternehmenskonzentration und Zunahme der Innovationsaktivität bestehe².

Allerdings wurde vielfach betont, daß andere Variable einen weitaus höheren Erklärungswert für die Innovationstätigkeit haben - so z.B. die Möglichkeit der Produktdifferenzierung³, die Breite der technologischen Basis⁴ oder die Höhe von Markteintrittsschranken⁵. Und auch hier ist es möglich, daß die Kausalverknüpfung eher in umgekehrter Richtung verläuft: Weil intensive Innovationstätigkeit durchgeführt wurde und daher manche Unternehmen stärker expandieren konnten als andere, ist in einer Branche der Konzentrationsgrad höher⁶.

1 Vgl. hierzu die Übersicht bei U. Müller 1975, S. 103 ff., sowie H. Schmidbauer 1974, S. 630 ff., und F. M. Scherer 1980, S. 423 ff.

2 Vgl. F. M. Scherer 1980, S. 437.

3 Vgl. z.B. W. S. Comanor 1967, S. 645 ff.

4 Vgl. F. M. Scherer 1980, S. 432 ff.

5 Darauf gehen wir im folgenden Unterabschnitt näher ein.

6 Vgl. etwa F. M. Scherer 1980, S. 435.

Somit kann zusammenfassend festgestellt werden, daß weder theoretisch noch empirisch ein Zusammenhang zwischen der Durchführung von Innovationen und einer bestimmten Marktform, einem gewissen Konzentrationsgrad bzw. dem Vorliegen von Marktmacht nachzuweisen ist. Und auch der Diffusionsprozeß von Innovationen bzw. die Adoption von Neuerungen werden von anderen Marktstrukturvariablen als der Marktform oder dem Konzentrationsgrad beeinflusst¹.

Da weder Marktform noch Konzentrationsgrad als unternehmensexterne Determinanten der Innovationseffizienz gelten können, ist die eingangs erwähnte Hypothese von Schumpeter abzulehnen. Die im folgenden Abschnitt behandelten Marktschranken dürften dagegen von erheblicher Relevanz für die Innovationseffizienz sein.

¹ Eine empirische Untersuchung hierzu ermittelt eine positive Korrelation zwischen hoher Wettbewerbsintensität und niedrigem Konzentrationsgrad einerseits sowie schnellem Ablaufen des Imitationsprozesses andererseits. Doch geht sie von dem bereits widerlegten Zusammenhang zwischen Konzentrationsgrad und Wettbewerbsintensität aus und kann daher nicht als geeignet angesehen werden. Vgl. E. Mansfield 1969, zit. nach H. Schmidbauer 1974, S. 643 ff.

5.3.2 Marktschranken

Unter Marktschranken sind entweder Markteintrittshindernisse oder Marktaustrittshemmnisse zu verstehen. Von Markteintrittshindernissen spricht man, wenn trotz (vermeintlicher oder tatsächlicher) Gewinnchancen potentielle Anbieter nicht auf einem Markt tätig werden, weil sie durch technologische, marktbedingte oder institutionelle Gegebenheiten daran gehindert werden¹. Dagegen liegen technologische, marktstrukturelle oder marktbedingte Marktaustrittshindernisse vor, wenn Anbieter einen Markt nicht oder sehr verzögert verlassen (bzw. nicht eliminiert werden), obwohl sie zu überhöhten Kosten produzieren oder Verluste hinnehmen müssen. Im einzelnen sind Marktschranken wie folgt zu definieren:

- Technologische Markteintrittsbarrieren liegen zum einen vor, wenn versunkene Kosten existieren², und zum anderen, wenn bei der Produktion starke Größenersparnisse, also zunehmende Skalenerträge, auftreten, was im Extremfall bekanntlich zum natürlichen Monopol führt³.

- Marktbedingte Markteintrittshindernisse liegen vor, wenn ein oder mehrere auf dem Markt etablierte Anbieter Abschreckungsstrategien praktizieren, also z.B. für den Fall des Markteintritts von Konkurrenten mit erheblichen Preissenkungen drohen, Eintrittssperrenpreise setzen oder bewußt interne Subventionierung durchführen⁴. Voraussetzung dafür, daß die etablierten Unternehmen Absprachen treffen können, sind jedoch marktstrukturelle oder technische Faktoren, z.B. ein relativ hoher (absoluter) Konzentrationsgrad, lokal zunehmende Skalenerträge oder fehlende enge Substitute des jeweiligen Gutes.

1 Vgl. grundlegend J. S. Bain 1967 sowie C. C. v. Weizsäcker 1980.

2 Vgl. unsere Ausführungen auf S. 97.

3 Vgl. S. 89ff. in dieser Arbeit.

4 Vgl. hierzu H. Schumacher 1976a, S. 160 ff., M. Neumann 1982b, S. 176 ff., sowie unsere Ausführungen auf S. 96 ff.

- Institutionelle Markteintrittshindernisse werden vom Gesetzgeber entweder selbst errichtet oder zumindest ermöglicht. Dazu zählen staatliche Zulassungsregelungen, die an unterschiedliche Voraussetzungen anknüpfen und bis zum totalen Marktausschluß aller Anbieter bis auf einen reichen können, ebenso wie die Vergabe von Patenten und die Tolerierung privater Gebietsschutzabreden, wie z.B. die Ausnahmeregelung des § 103 GWB für Demarkations-, Konzessions- und Verbundverträge der Versorgungswirtschaft.

- Ebenso wie technologische Markteintrittsschranken beruhen technologische Marktaustrittshindernisse auf der Existenz versunkener Kosten. Denn ein Unternehmen wird einen Markt selbst bei Erzielung von Nullgewinnen oder Verlusten kaum verlassen, solange hochspezialisierte, anderweitig nicht verwendbare Investitionsgüter ökonomisch noch nicht abgeschrieben sind¹.

- Machtbedingte Marktaustrittsschranken liegen vor, wenn (im allgemeinen diversifizierte) Anbieter aus Rentabilitätsgründen aus einem Markt ausscheiden müßten, dies aber nicht tun, um aktuellen oder potentiellen Wettbewerbern nicht das Feld zu überlassen².

- Marktstrukturbedingte Austrittshemmnisse schließlich sind verbunden mit einer isopolistischen Angebotsstruktur, also dem Fehlen von Effizienzunterschieden zwischen den auf einem Markt agierenden Unternehmen. Dies führt dazu, daß bei einem Nachfragerückgang bzw. einem Sinken der Preise alle Unternehmen zu marginalen oder sogar submarginalen Anbietern werden und es keine marktwirtschaftlich zwingende Rangfolge der Eliminierung gibt.

Die Auswirkungen von Marktschranken auf die innovatorische Kompetenz und Flexibilität von Unternehmen sind nun durchaus ambivalent zu beurteilen.

Zum einen stellen Marktschranken grundsätzlich Hemmnisse des Markt- und Wettbewerbsprozesses dar, denn sie erschweren bzw. verhindern (als Markteintrittshindernisse) das - in der Regel die Marktergebnisse verbessernde - Eindringen von Neuanbietern in Märkte, und sie hem-

1 Vgl. unsere Ausführungen im Abschnitt 4.2.1.

2 Vgl. auch N. Eickhof 1982, S. 76 f.

men (als Marktaustrittshindernisse) die Eliminierung von Unternehmen aus einem Markt, selbst wenn dies z.B. aufgrund mangelnder Produktionseffizienz erforderlich wäre. In beiden Fällen wird auch die Innovations-effizienz beeinträchtigt, was am Beispiel machtbedingter Markteintrittshindernisse sowie marktstrukturbedingter Marktaustrittshemmnisse gezeigt werden kann.

- Machtbedingte Markteintrittshindernisse sind, wie erläutert, z.B. dann gegeben, wenn auf einem Markt ein hoher Konzentrationsgrad vorliegt, der den etablierten Unternehmen einerseits Absprachen über Abschreckungsstrategien gegenüber potentiellen Konkurrenten, andererseits eine Festlegung des Marktpreises derart ermöglicht, daß auch das am wenigsten effizient produzierende Unternehmen seine Stückkosten decken kann und zumindest einen "angemessenen" Gewinn erzielt¹.

Es wird nun angenommen, daß sich die Unternehmen einer Stückkostensteigerung aufgrund gestiegener Faktorpreise gegenübersehen². Wären sie einem fühlbaren Wettbewerbsdruck ausgesetzt und daher nicht oder nur in geringem Maß fähig, den Preis zu erhöhen, dann würden zumindest die Anbieter, die durch die Kostensteigerung in ihrer Existenz gefährdet werden, nach Kostensenkungsmöglichkeiten suchen und relativ rasch Prozeßinnovationen einführen oder andere Möglichkeiten der Kostenminderung nutzen. Gelingt es den Unternehmen jedoch nicht, ihre Kosten zu senken, so werden Anbieter, die bereits vorher kaum oder keine Gewinne realisieren konnten, aus dem Markt ausscheiden.

1 Mit zunehmender Gruppengröße wird es einerseits immer schwieriger, die Einhaltung der Kartellvereinbarung zu überwachen, und andererseits für den einzelnen Anbieter immer lukrativer, eine Außenseiterposition einzunehmen und sich nicht an die Absprache zu halten. Vgl. hierzu M. Neumann 1982b, S. 166 f.

2 Vgl. zum folgenden S. Schoppe 1982, S. 134 ff.

Dagegen ist auf dem durch Preisabsprachen gesicherten Markt zu erwarten, daß im Ausmaß der Kostensteigerung auch der Preis erhöht wird, um kein Mitglied der etablierten Unternehmensgruppe in seiner Existenz zu gefährden. In der Öffentlichkeit kann ein solches Verhalten auch ganz plausibel mit "branchenspezifischen Kostensteigerungen" begründet werden. Reagiert nun die Nachfrage relativ preisunelastisch, so ist aufgrund von Input-Preissteigerungen nicht mit Innovationsaktivitäten zu rechnen; vielmehr werden die eingeführten Techniken und Verfahren möglichst lange beibehalten, um Unruhe und Anpassungsprobleme unter den Gruppenmitgliedern zu vermeiden¹. Der Anreiz zur Durchführung kosten-senkender Innovationen ist also solange gering, wie Kosten durch gemeinsame Preiserhöhungen auf die Nachfrager überwälzt werden können.

Ähnliches gilt, wenn in einem anderen (vorgelagerten) Markt ein neues Produktionsverfahren entwickelt wurde, mit dem ein bereits seit längerer Zeit produziertes Gut billiger hergestellt werden könnte als mit dem angewandten Verfahren. Da die etablierte Unternehmensgruppe keinem unbedingten Zwang zur Kostenminimierung ausgesetzt und bestrebt ist, ihre Stabilität zu wahren, werden neue Verfahren, die im allgemeinen Anlageninvestitionen erfordern, erst eingeführt, wenn die alten Anlagen abgeschrieben sind. Dabei werden, um Probleme insbesondere bei effizienz- und finanzschwächeren Mitgliedern zu vermeiden, die bestehenden Marktanteile beibehalten und die neuen Verfahren möglichst von allen Anbietern zum gleichen Zeitpunkt eingeführt.

Marktmachtbedingte Markteintrittsschranken können demnach zu völligem Verzicht auf die Durchführung von Innovationen, zumindest aber zu einer Herabsetzung der Diffusions- bzw. Adoptionsgeschwindigkeit führen. Damit kommt es jedoch zu erheblichen Verlusten an Innovations-effizienz².

1 Geht jedoch die Nachfrage wegen der Preissteigerung stark zurück und treten Überkapazitäten auf dem Markt auf, von denen die einzelnen Unternehmen in unterschiedlichem Maß betroffen werden, so sind, ohne daß weitere Reaktionshypothesen aufgestellt werden, keine allgemeingültigen Aussagen über das Verhalten der Anbieter zu machen. Vgl. zu den möglichen Reaktionen N. Eickhof 1982, S. 52 ff.

2 Ganz abgesehen wird hier von dem statischen Effizienzverlust, der durch überhöhte Produktionskosten und nicht an den Grenzkosten orientierte Preise entsteht.

- Im Fall marktstrukturbedingter Marktaustrittshindernisse durch isopolistische Angebotsstrukturen sind alle auf dem Markt befindlichen Unternehmen nahezu gleich leistungsfähig, d.h., keiner produziert effizienter als andere¹. Kommen noch relativ starke Präferenzen der Kunden zu einzelnen Anbietern hinzu, so wird sich auf einem derartigen Markt früher oder später ein spontan-solidarisches Parallelverhalten der Unternehmen ergeben. Von der marktlichen Umwelt der Unternehmen geht dann keinerlei Wettbewerbsdruck mehr aus, so daß es auch keinen Anreiz zu Produkt- oder Prozeßinnovationen gibt.

Da alle Anbieter entweder befriedigende Resultate erzielen oder nahezu gewinnlos produzieren², ist es nicht erforderlich bzw. nicht möglich, Innovationen durchzuführen, zumal auch die Gefahr der Elimination aus dem Markt bei Effizienzgleichheit aller gering ist.

Marktaustrittshindernisse vermindern demnach ebenfalls die innovatorische Kompetenz sowie die Flexibilität der Unternehmen und führen damit zu Effizienzverlusten.

Auf der anderen Seite ist jedoch auch die totale Abwesenheit von Marktschranken, insbesondere von Markteintrittshindernissen, nicht unbedingt vorteilhaft für die Realisierung von Innovationseffizienz.

- Liegen auf einem Markt keinerlei technologische Markteintrittshindernisse vor, d.h., erfordert die Aufnahme der Produktion kein Kapital und ist die Produktionstechnik allgemein zugänglich, so kann es zu einem verstärkten Zustrom sogenannter "would-be-enterprisers" kommen³. Die Möglichkeiten dazu sind aber überwiegend in den späten Marktphasen gegeben, in denen die Nachfrageentwicklung stagniert oder rückläufig ist. Daher können auf derartigen Märkten leicht Übersetzungen und Überkapazitäten auftreten⁴, wobei negative Auswirkungen auf die Innovationseffizienz die Folge sind. Denn aus Mangel an finanziellen Mitteln

1 Vgl. hierzu H. Arndt 1976, S.109 f., wo noch weitere Voraussetzungen für das Isopol angeführt werden, die hier jedoch nicht weiter behandelt werden.

2 Vgl. ebenda.

3 Vgl. J. S. Bain 1968, S. 475.

4 Vgl. N. Eickhof 1982, S. 86 f.

können bei gewinnloser oder verlustbringender Produktion keine Investitionen in Forschung und Entwicklung bzw. in neue Verfahren und Produkte getätigt werden¹.

- Werden Inventionen und Innovationen nicht durch Patente, also institutionelle Markteintrittshindernisse, zumindest temporär vor Nachahmung geschützt, dann könnte der Erstinnovator keinerlei Vorsprungsgewinne erzielen. Damit würde jedoch der Anreiz zu innovatorischen Aktivitäten entfallen, so daß kein Unternehmen mehr Forschung und Entwicklung betreiben und Innovationen durchführen würde; der Wettbewerbsprozeß käme zum Erliegen.

Somit können sowohl völlig fehlende als auch vorhandene hohe Marktschranken die Realisierung von Innovationseffizienz verhindern. Eine empirische Untersuchung, in der der Zusammenhang von (technologischen) Markteintrittshindernissen und unternehmerischer Innovationstätigkeit analysiert wurde, kam zu eben diesem Ergebnis. Sehr hohe Markteintrittsschranken hatten ebenso wie sehr niedrige eine erhebliche Reduktion der Neuerungsaktivität zur Folge, während bei einer mittleren Höhe der Marktzutrittschranken die Innovationstätigkeit signifikant höher lag als in den anderen Fällen².

Marktschranken können also als ein bedeutender unternehmensexterner Bestimmungsfaktor für die innovatorische Kompetenz und Flexibilität der Unternehmen und damit für die Innovationseffizienz gelten. Daraus ergeben sich jedoch für die Analyse der Innovationseffizienz in der Elektrizitätswirtschaft - in der unzweifelhaft erhebliche Markteintrittshindernisse wie auch Marktaustrittshemmnisse, insbesondere technologischer Art, vorliegen - keine weitergehenden Implikationen, denn in diesem Bereich kommen vorrangig die institutionellen Marktzutrittschranken durch staatliche Regulierung zum Tragen³.

1 Hinzu kommen alloкатive Effizienzverluste durch Unterbeschäftigung bzw. Fehllenkung von Faktoren.

2 Vgl. W. S. Comanor 1967, S. 652 ff. Die Höhe der Markteintrittsschranken wurde gemessen an der für den jeweiligen Markt mindestens optimalen Betriebsgröße oder am absolut für den Markteintritt notwendigen Kapital, während die Innovationstätigkeit durch die Zahl der im FuE-Bereich Beschäftigten bestimmt wurde.

3 Vgl. unsere Ausführungen im Abschnitt 10.2.

5.3.3 Staatliche Regulierung

Der Regulierungsbegriff wurde bereits in der Einleitung in Anlehnung an Eickhof definiert als direkte Kontrolle der ökonomischen Aktivitäten von Unternehmen durch staatliche Institutionen oder deren Beauftragte, die sowohl die nachträgliche Überprüfung der Wirtschaftstätigkeit als auch die unmittelbare Festlegung einzelner Aktionsparameter beinhaltet¹.

Sowohl die zahlreichen öffentlichen, gemischtwirtschaftlichen und privaten Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland als auch das einzige nationalisierte EVU in Frankreich unterliegen staatlicher Regulierung in diesem Sinne. Als Begründung dafür werden von den Regulierungsbehörden in der Regel die vorgeblichen Branchenbesonderheiten der Elektrizitätswirtschaft angeführt. Doch bei genauer Betrachtung werden mit der Regulierung nicht in erster Linie ökonomische Ziele verfolgt. Vielmehr liegen den staatlichen Interventionen das "öffentliche Interesse" oder "Gemeinwohlziele" zugrunde², was letztendlich bedeutet, daß mit derartigen Eingriffen vorwiegend politische Ziele angestrebt und ökonomische (Effizienz-)Ziele höchstens in Form von Nebenbedingungen berücksichtigt werden³. Und auch dann ist es vor allem die (statische) Allokationseffizienz, deren Realisierung in Betracht gezogen wird, während die Durchführung von Innovationsaktivitäten entweder vernachlässigt wird oder als gesichert gilt, wenn die Bedingungen allokativer Effizienz erfüllt sind⁴.

1 Vgl. S. 1 in dieser Arbeit. Erstmals wird der Begriff der Regulierung von E. Sax (1878) verwendet. In der Literatur wird der Regulierungsbegriff unterschiedlich weit definiert; teilweise werden alle wirtschaftspolitischen Aktivitäten des Staates einschließlich der Steuererhebung in die Definition einbezogen, verschiedentlich auch die Mitbestimmung oder die Verstaatlichung. Unser Begriff ist demgegenüber eng gefaßt; Regulierung ist hier die Kontrolle bestimmter Aktionsparameter der (privaten, gemischtwirtschaftlichen oder öffentlichen) Unternehmen in einzelnen Branchen.

2 Vgl. für Deutschland etwa U. Immenga 1967; in bezug auf Frankreich vgl. Documentation Française 1981, S. 19.

3 Vgl. G. Graf 1981, S. 319 f.

4 Beispielsweise fordert Käufer eine Festlegung der regulierenden Institutionen auf das Ziel der allokativen Effizienz. Vgl. E. Käufer 1981, S. VI. Im Sinne der Ausschaltung außerökonomischer, politischer Zielsetzungen bei der Regulierung wäre damit zwar viel gewonnen; gleichwohl erscheint das Außerachtlassen des Innovationsprozesses als inadäquat.

Im folgenden werden indessen die Auswirkungen dieser staatlichen Regulierungseingriffe auf die Innovationseffizienz geprüft, wobei von vier Ansatzpunkten der Regulierung - Preiskontrollen, Marktzutrittsbeschränkungen, Qualitäts- und Konditionenregelungen sowie Kontrahierungszwang - ausgegangen wird¹.

Grundsätzlich ist festzustellen, daß staatliche Regulierung die Komplexität der Umwelt der Unternehmen reduziert, also die Unsicherheit bezüglich zukünftiger Entwicklungen mindert, aber auch die Unternehmen in ihren Handlungsmöglichkeiten und ihrer Anpassungsflexibilität beschränkt. Daher ist prinzipiell mit innovativen Effizienzverlusten durch Regulierung zu rechnen².

5.3.3.1 Preisregulierung

Die Regulierung von Preisen kann sich zum einen erstrecken auf die Preisstruktur, also auf das Verhältnis der Preise für einzelne Abnehmergruppen bzw. für unterschiedliche vom Anbieter bereitgestellte Güter oder Dienstleistungen, zum anderen auf das Preisniveau, also auf das gewogene Mittel aller Preise eines Anbieters.

In der deutschen Elektrizitätswirtschaft werden die Preise für Tarifabnehmer und die für Sonderabnehmer in unterschiedlicher Weise reguliert: Erstgenannte unterliegen der Preisaufsicht, letztere der speziellen

1 Zu beachten ist allerdings, daß es noch keine umfassende Theorie der Zusammenhänge zwischen staatlicher Regulierung und Innovationsprozeß bzw. innovativer Effizienz gibt. Das Hauptaugenmerk der Literatur galt vielmehr den Auswirkungen der Regulierung auf die alloкатive Effizienz, während die Innovationseffizienz entweder gar nicht oder nur am Rande angesprochen wurde. Vgl.: J. Müller/I. Vogelsang 1979, E. Kaufer 1980, ders. 1981, Ch. B. Blankart/M. Faber 1982. Nur in wenigen neueren Beiträgen wird der Zusammenhang von Regulierung und Innovationen thematisiert. Vgl. hierzu E. Bailey 1974, G. Graf 1981, S. Schoppe 1982, S. Schoppe/A. Wass v. Czege 1984.

2 In den folgenden Unterabschnitten wird stets beispielhaft auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft Bezug genommen, anhand derer sich die Regulierung von (überwiegend) erwerbswirtschaftlich tätigen Unternehmen darstellen läßt. EdF hingegen verfolgt nicht eine primär erwerbswirtschaftliche Zielsetzung, zumal nahezu alle Aktionsparameter des EVU von seiten des Staates festgelegt werden. Vgl. aber die Ausführungen im Unterabschnitt 5.3.4.

Mißbrauchsaufsicht nach § 103 GWB¹. Das Verhältnis von Tarifabnehmer- zu Sonderabnehmerpreisen ist nicht explizit in die Regulierung einbezogen und wird allenfalls im Rahmen der Beurteilung der Ausgewogenheit des Tarifsystems "indirekt" reguliert. Im folgenden wollen wir daher ausschließlich auf die Regulierung des Preisniveaus eingehen.

Im Gegensatz zu den USA, wo Preisregulierung seit jeher über umfassende Rentabilitätsbeschränkungen erfolgt, indem das Preisniveau nur indirekt über die zugestandene Profitrate reguliert wird², war in der deutschen Elektrizitätswirtschaft bis vor einigen Jahren eine Kostenzuschlagsregulierung üblich. Im Rahmen dieser "cost-plus-regulation" wurde von der Regulierungsbehörde nur die Kostenerhöhung, mit der der Antrag auf Preissteigerung begründet wurde, einer Prüfung unterzogen. In Höhe der zugestandenen Kosten konnte dann der Preis angehoben werden, ohne daß der zugrunde liegende Preissockel in Frage gestellt wurde³.

Da sich die Kostenüberprüfungen durch die Aufsichtsbehörden seit 1965 an den Leitsätzen für die Preisermittlung aufgrund von Selbstkosten (LSP) orientierten⁴, nach denen eine kalkulatorische Gewinnspanne von maximal 3,5% vom betriebsnotwendigen Vermögen oder Umsatz zuläs-

1 In beiden Fällen kommt die - nicht als Regulierung klassifizierte - allgemeine Mißbrauchsaufsicht nach § 22 GWB hinzu. Vgl. unsere Ausführungen unter 7.1 und 10.2.2.

2 Vgl. J. Müller/I. Vogelsang 1979, S. 47 ff.

3 Im Unterschied zur umfassenden Rentabilitätsregulierung in den USA, wo anläßlich jeder Prüfung alle Kostenbestandteile auf ihre Betriebsnotwendigkeit und Angemessenheit hin untersucht werden, wurde also in Deutschland nur ein Teil der Kosten, nämlich die seit der vorangegangenen Prüfung gestiegenen, in das Verfahren einbezogen.

4 Vgl. ebenda, S. 205 f. Die LSP kommen im allgemeinen zwingend bei jeder öffentlichen Auftragsvergabe an Privatunternehmen zur Anwendung und enthalten präzise Vorschriften für die zulässige Kostenermittlung.

sig ist, wurde durch das cost-plus-pricing der einmal zugestandene Gewinn automatisch fortgeschrieben¹. Zudem impliziert ein prozentualer Gewinnaufschlag auch, daß der absolute Profit um so größer wird, je höher die Kosten sind, wie unschwer an der Basis der Gewinnberechnung festzustellen ist.

Eine als Kostenzuschlagsregulierung ausgestaltete Preisregulierung führt also dazu, daß einerseits übermäßig hohe Gewinne verhindert werden und daß andererseits ein gewisser Mindestgewinn stets gesichert ist. Damit laufen die Unternehmen aber auch nicht Gefahr, aus dem Markt eliminiert zu werden²; selbst wenn es sich nicht um ein durch Marktzugangssperren geschütztes Monopol handelt, besteht also keinerlei Anreiz zu Innovationstätigkeit. Im Gegenteil: Da der absolute Gewinn um so höher ausfällt, je höher die Kosten sind, würden kostensenkende Prozeßinnovationen ja zu einer Gewinnschmälerung führen. Und da die Unternehmen im allgemeinen über besseres Wissen um neue Technologien verfügen als die kontrollierenden Behörden³, werden auch bereits bekannte (kostensenkende) Techniken so lange wie möglich nicht eingeführt. Werden Innovationen jedoch unumgänglich, so bemühen sich die Unternehmen zumindest, keine Kostensenkungen zuzulassen oder sogar mit der Neuerung verbundene Kostensteigerungen nachzuweisen⁴.

Durch die zugestandenen prozentualen Gewinnmargen mag zwar das Risiko von Innovationen (bzw. ihres Fehlschlagens) begrenzt sein; doch wenn die Durchführung kostensenkender Prozeßinnovationen insofern kontraproduktiv wirkt, als sie den absoluten Gewinn sinken läßt, ist mit einer erhöhten Innovationsbereitschaft der Unternehmen nicht zu rechnen⁵.

1 Vgl. G. Graf 1981, S. 331 f.

2 Von der Möglichkeit der Abmeierung, also der Stilllegung, von EVU durch die Aufsichtsbehörde, die im EnWiG in besonderen Fällen vorgesehen ist, sei hier abgesehen.

3 Vgl. S. Schoppe 1982, S. 137.

4 Ebenda, S. 140.

5 Zur entgegengesetzten Schlußfolgerung kommen S. Schoppe/A. Wass v. Czege 1984, S. 145 f.

Somit mindert cost-plus-regulation die Innovationseffizienz, indem die Diffusionsgeschwindigkeit herabgesetzt und die innovatorische Kompetenz der Unternehmen verringert wird¹.

Dieses Verfahren der Preisregulierung wird in der deutschen Elektrizitätswirtschaft allerdings nicht mehr durchgeführt. Vielmehr werden seit geraumer Zeit bei Anträgen auf Preiserhöhungen die gesamten Kosten und Erlöse der Unternehmen von der Preisaufsichtsbehörde einer Überprüfung unterzogen², was tendenziell der in den USA praktizierten Rentabilitätsregulierung entspricht³.

Dabei wird von der Preisbehörde eine "faire" (maximale) Profitrate festgelegt, und das Unternehmen hat seine Preise in der Höhe zu setzen, daß die Gesamterlöse (R) die Summe aus Betriebskosten (K) und investiertem Kapital (I), letzteres minus Abschreibungen (A) und sodann multipliziert mit der Profitrate (s), nicht übersteigen⁴.

$$R \leq K + (I-A) \cdot s; \quad s \leq \frac{R-K}{I-A}.$$

In bezug auf das Innovationsverhalten regulierter Unternehmen bedeutet ein solches Verfahren, daß kein Anreiz besteht, solche Neuerungen durchzuführen, die die erwartete über die zulässige Gewinnrate steigen lassen, indem sie kostensenkend wirken⁵. Da die mit der Durchführung einer Innovation verbundenen Gewinnmöglichkeiten beschnitten werden, wirken Rentabilitätsregulierungen grundsätzlich innovationshemmend⁶.

1 In bezug auf Produktinnovationen führt eine Kostenzuschlagsregulierung dazu, daß die Unternehmen versuchen, die im üblichen Produktlebenszyklus eintretende Stückkostensenkung nicht der Aufsichtsbehörde zu offenbaren oder für einen Wiederanstieg zunächst gefallener Kosten zu sorgen. Ist das nicht mehr möglich, wird sehr schnell ein neues Produkt eingeführt, dessen Stückkosten in der Einführungsphase immer wesentlich höher sind als in späteren Phasen. Somit können Unternehmen als hoch innovativ angesehen werden, obwohl die Innovationstätigkeit auf eine Maximierung von Kosten gerichtet ist und zur Ressourcenverschwendung führt. Vgl. S. Schoppe 1982, S. 145 ff.

2 Das bedeutet, daß auch die Sonderabnehmerpreise indirekt in die Preiskontrolle einbezogen sind.

3 Vgl. J. Müller/I. Vogelsang 1979, S. 206, sowie P. Friedrich 1983, S. 140 ff. Zur Regulierung in den USA allgemein vgl. z.B. J. Müller/I. Vogelsang 1979, S. 47 ff., 121 ff., A. E. Kahn 1970, ders. 1971 sowie B. Mitnick 1980.

4 Vgl. J. Müller/I. Vogelsang 1979, S. 49.

5 Vgl. G. Graf 1981, S. 335 f.

6 Vgl. J. Müller/I. Vogelsang 1979, S. 92.

Andererseits ist zu beachten, daß eine Ausweitung des investierten Kapitals (bei gegebenen Kosten und gegebener Gewinnrate) den absoluten Gewinn erhöht. Dieser Anreiz der Rentabilitätsregulierung zur Erweiterung der Kapitalbasis, oder mit anderen Worten: die Tatsache, daß in rentabilitätsregulierten Unternehmen gegenüber der Minimalkostenkombination pro Outputeinheit verstärkt der Faktor Kapital eingesetzt wird, ist als Averch-Johnson-Effekt bekannt¹. Innovationen, die eine Erhöhung des Kapitalstocks des Unternehmens bewirken, tragen dann jedoch dazu bei, auch die absoluten Gewinne zu vergrößern. Somit besteht ein starker Anreiz zur Durchführung arbeitssparender Neuerungen, zur Substitution von Arbeit durch Kapital, sofern neue Technologien verfügbar sind, die kapitalintensiver sind als die bereits verwendeten. Es ist anzunehmen, daß ein derart reguliertes Unternehmen auch erheblich risikoreichere Projekte durchführen wird als ein im Wettbewerb stehendes Unternehmen, sofern dadurch nur die Kapitalbasis erweitert wird².

Ist dies allerdings nicht der Fall und sind neue Techniken zwar leistungsfähiger, aber weniger kapitalintensiv als die eingesetzten Anlagen, so werden die Unternehmen die veraltete Technik so lange beibehalten, wie die Anlagen zur Kapitalbasis zählen³. Rentabilitätsregulierung kann über den Averch-Johnson-Effekt also entweder innovationshemmend wirken oder zur Verzerrung innovatorischer Prozesse zugunsten von Techniken führen, die erhöhten Kapitaleinsatz bedingen.

Ein weiterer Tatbestand ist für das Innovationsverhalten regulierter Unternehmen von Bedeutung. Die Aufsichtsbehörden kontrollieren das Preisniveau nicht kontinuierlich, sondern nur dann, wenn die Unternehmen aufgrund von eingetretenen Kostenerhöhungen eine Preiserhöhung beantragen. Während der Zwischenzeit, dem sogenannten "regulatory lag", sind aber für die Unternehmen Möglichkeiten

1 Vgl. H. Averch/L. L. Johnson 1962. Vgl. beispielhaft für die umfangreiche Literatur zum Averch-Johnson-Effekt A. E. Kahn 1970 sowie P. Friedrich 1983.

2 Vgl. J. Müller/I. Vogelsang 1979, S. 93.

3 Vgl. G. Graf 1981, S. 336.

und Anreize gegeben, kostensenkende Innovationen durchzuführen, um den Gewinn über die zulässige Profitrate hinaus zu steigern. Dieser Anreiz ist um so höher, je länger die Periode der Anpassungsverzögerung und je geringer die Kosten der Innovation sowie der Kapitalzins sind¹. Gegen die Wirksamkeit des regulatory lag spricht jedoch die Tatsache, daß im Vergleich zum Zeitbedarf bei der Durchführung von Prozeßinnovationen der lag zu kurz ist. Zudem kann der Vorteil einer kurzfristigen zusätzlichen Gewinnerzielung aufgehoben werden durch eine längerfristige Verminderung der Kapitalbasis, wenn die Neuerung kapital- und arbeitssparend ist².

Die nähere Betrachtung von Produktinnovationen, die bisher vernachlässigt wurden, führt zu uneinheitlichen Ergebnissen. Die Einführung neuer Produkte in einem regulierten Bereich bewirkt die Störung von zwischen Unternehmen und Regulierungsbehörde erreichten Gleichgewichten³ und wird aus diesem Grund von den Regulierungsbehörden eher abgelehnt und von den Unternehmen möglichst gemieden. Andererseits können neue Produkte, die mittels einer kapitalaufwendigeren Technik als die bisher produzierten Güter hergestellt werden, dazu beitragen, daß die Unternehmen ihre Kapitalbasis und damit ihre absoluten Gewinne erhöhen können.

Zusammenfassend läßt sich feststellen, daß Preisniveauregulierung sowohl die Geschwindigkeit als auch die Richtung von Innovationsprozessen beeinflussen kann. Kostensenkende Neuerungen sowie Produktinnovationen werden verzögert oder gar nicht durchgeführt; dagegen wird die Einführung von arbeitssparenden (Prozeß- und Produkt-) Innovationen eher verstärkt.

1 Vgl. E. Bailey 1974, S. 295.

2 Vgl. G. Graf 1981, S. 337.

3 J. Müller/I. Vogelsang 1979, S. 93.

5.3.3.2 Marktzugangsregulierung

Staatliche Marktzugangsregelungen wurden oben als institutionelle Marktschranken klassifiziert. Ihre Wirkung kann wiederum gut am Beispiel der Elektrizitätswirtschaft dargelegt werden, denn die Errichtung von Produktions-, Fortleitungs- und Verteilungsanlagen ist in Deutschland zulassungspflichtig. Hinzu kommt das System der staatlich tolerierten privaten Gebietsschutzverträge; dadurch werden die einzelnen Unternehmen zu Gebietsmonopolisten¹.

Befindet sich nun ein Unternehmen allein auf einem Markt und ist der Markteintritt für Konkurrenten dauerhaft gesperrt, so ist das Unternehmen keinerlei Wettbewerbsdruck ausgesetzt, der es zwingen würde, zu möglichst geringen Kosten zu produzieren, also Prozeßinnovationen durchzuführen, oder seinen Marktanteil mittels eines verbesserten oder neuen Produkts zu verteidigen oder auszuweiten².

Aus welchen Gründen sollte ein Alleinanbieter, der durch Marktzugangsbeschränkungen vor Wettbewerbern geschützt ist, das mit der Durchführung von Innovationen verbundene Risiko auf sich nehmen? Ein Grund für innovative Aktivitäten könnte in diesem Fall strategisches Verhalten sein, das auf die Verbesserung der langfristigen öffentlichen bzw. politischen Unterstützung zielt³.

Die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft stehen im Rampenlicht des öffentlichen Interesses, da die Stromversorgung zur Infrastruktur einer Volkswirtschaft gehört und Strom in nahezu allen Unternehmensbereichen und ebenso in den Haushalten benötigt wird. Würden nun in einer dynamisch sich entwickelnden und durch starken technischen Fortschritt gekennzeichneten Wirtschaft gerade diese Monopolunternehmen kaum Innovationen durchführen oder adoptieren, so würden sie starke Kritik sowohl der Öffentlichkeit ganz allgemein als auch der staatlichen (regulierenden) Instanzen auf sich ziehen, die vor allem auf die Monopolstellung zielte.

¹ In Frankreich ist die Marktzugangsbeschränkung total, denn dort wurde einem einzigen Unternehmen die Versorgung nahezu des ganzen Landes übertragen.

² Eine Ausnahme gilt dann, wenn ein solches Unternehmen durch die Regulierungsbehörde zur Anwendung des "neuesten Standes der Technik" verpflichtet wird, oder wenn die Versorgung in dem entsprechenden Markt mittels Demsetz-Auktionen dem jeweils kostengünstigsten Anbieter übertragen wird.

³ Vgl. hierzu und zum folgenden G. Graf 1981, S. 324 ff.

Um derartige Angriffe zu vermeiden oder wenigstens zu minimieren, kann sich das Unternehmen zu FuE-Tätigkeit sowie zur Einführung von Neuerungen gezwungen sehen. Allerdings kann dieser öffentliche Druck in Verbindung mit mangelndem Wettbewerbsdruck auch dazu führen, daß Demonstrations- bzw. Prestigeobjekte realisiert werden, um auf diese Weise die innovative Kompetenz unter Beweis zu stellen.

Derartige Innovationen, die lediglich unwesentliche Verbesserungen von Produkten oder Verfahren darstellen und an früherer Stelle als "Routineinnovationen" klassifiziert wurden, sind nicht als echte Innovationen anzusehen; sie führen nicht zu Kostensenkungen bzw. Produktivitätserhöhungen oder Marktanteilsgewinnen, sondern im Gegenteil zur Verschwendung von Ressourcen¹.

Etwas anders stellt sich das Problem dar, wenn beachtet wird, daß in der Elektrizitätswirtschaft Produktinnovationen kaum möglich sind und Prozeßinnovationen vor allem auf Produktinnovationen in vorgelagerten Industrien, wie dem Anlagen- und Maschinenbau, beruhen².

Sind diese, der Elektrizitätswirtschaft vorgelagerten Branchen hoch innovativ und werden dort zahlreiche neue Produkte entwickelt, kann wiederum Druck auf die Elektrizitätswirtschaft entstehen, die Neuerungen zu adoptieren, mit anderen Worten: Prozeßinnovationen durchzuführen, die kostensenkend wirken. Ist jedoch die Elektrizitätswirtschaft ein Hauptabnehmer der vorgelagerten Branchen, so ist anzunehmen, daß die mangelnde Innovationsneigung im Monopolbereich auch die Innovations-tätigkeit in der vorgelagerten Industrie beeinflußt³. Werden nämlich deren neuentwickelte Produkte nur zögernd oder gar nicht nachgefragt, ist also die marktliche Akzeptanz gering, dann sinkt der Anreiz, derartige Projekte durchzuführen, da die Gewinnmöglichkeiten beschränkt sind und die FuE-Kosten unter Umständen nicht amortisiert werden können.

1 Vgl. ebenda, S. 325, sowie unsere Ausführungen auf S. 114.

2 Vgl. hierzu die Ausführungen im Abschnitt 9.1.

3 Der Ansicht von Graf, öffentliche Monopole führten insb. Prozeßinnovationen durch, um ihr Zielerreichungsniveau zu verbessern, also z.B. den Gewinn zu erhöhen, ist daher zu widersprechen. Denn bei regulierten Firmen, die (explizit oder implizit) einer Kostenkontrolle unterliegen, führen Kostensenkungen i.a. dazu, daß die Preise entsprechend der Kostenreduzierung gesenkt werden müssen oder daß die (prozentuale) Gewinnrate sinkt.

Somit wird deutlich, daß Eintrittssperren in einem bestimmten Markt nicht nur die innovatorische Kompetenz und Flexibilität des oder der davon profitierenden Unternehmen verringern und durch den Ausschluß potentieller Konkurrenz auch marktweit innovatorische Prozesse verhindern oder zumindest beeinträchtigen, sondern auch in vorgelagerten Märkten zu einer Verminderung der Innovationstätigkeit beitragen können¹. Die Realisierung von Innovationseffizienz wird durch Marktzugangsregulierung verhindert und es kommt dadurch zu dynamischen Effizienzverlusten².

5.3.3.3 Qualitätsregulierung und Kontrahierungszwang

Neben die Preis- und Marktzutrittsregulierung tritt häufig eine Regulierung der Qualität der von den Unternehmen produzierten Güter. Allerdings sind solche Vorschriften auch unabhängig von Ausnahmebereichs- oder anderen wettbewerbsbeschränkenden Regelungen üblich, z.B. im Bau- oder Arzneimittelrecht. In regulierten Bereichen kommt der Definition von Mindest-Standards jedoch die Funktion zu, ein Ausweichen der Unternehmen auf den Aktionsparameter Qualität bei Ausschaltung der Aktionsparameter Preis sowie Marktzutritt zu verhindern. Anders ausgedrückt: Erscheint die durch die Preisregulierung festgelegte Gewinnrate den Unternehmen nicht ausreichend hoch, könnten sie versuchen, über eine Senkung des Qualitätsniveaus der von ihnen produzierten Güter (und die damit verbundene Produktionskostensenkung) eine höhere Kapitalverzinsung zu erreichen³. Derartige, zu Lasten der Konsumenten gehende Qualitätsminderungen sollen durch die Festlegung von Mindestproduktqualitäten verhindert werden.

1 Vgl. G. Graf 1981, S. 327.

2 Noch gar nicht berücksichtigt wurde hier, daß Unternehmen, die in Monopolbereichen tätig sind, häufig auch nicht-innovative Organisationsstrukturen aufweisen, so daß die aufgrund der statischen Umwelt sowie des fehlenden Wettbewerbsdrucks mangelnde Innovationskompetenz und Flexibilität durch unternehmensinterne Faktoren noch verstärkt wird.

3 Vgl. J. Müller/I. Vogelsang 1979, S. 96.

Erfolgt die Qualitätsregulierung jedoch so detailliert und umfassend, daß auch Verbesserungen der Leistungen weitgehend ausgeschlossen werden, so hat dies gravierende Auswirkungen auf die - durch Preis- und Marktzutrittsregulierung ohnehin stark reduzierte - Innovations-tätigkeit. Denn damit wird den Unternehmen jeglicher Anreiz genommen, neue Produkte oder bereits vorher hergestellte Produkte mit neuen qualitativen Eigenschaften einzuführen, deren marktliche Akzeptanz zu testen oder neue Konsumentenbedürfnisse zu entdecken. Längerfristig wird dann nicht nur die Neuerungsaktivität unterdrückt, sondern es geht auch die innovatorische Kompetenz der Unternehmen in den regulierten sowie in nachgelagerten Märkten zurück¹.

Qualitätsregulierung in der Elektrizitätswirtschaft bezieht sich insbesondere auf die "Sicherheit der Versorgung". Wird diesem Aspekt von den Aufsichtsbehörden eine hohe Bedeutung zuerkannt, so kann dies zu überhöhten Reservekapazitäten führen. Daraus ergeben sich allerdings eher Konsequenzen für die Allokationseffizienz als für die Innovations-effizienz, wenn die Kosten der Reservekapazitäten in den Strompreisen auf die Abnehmer überwältzt werden können. Gemessen an der Minimalkostenkombination sind dann nämlich die Kosten und dementsprechend auch die Preise, die die Konsumenten zu zahlen haben, zu hoch².

Der Kontrahierungszwang für regulierte Monopolunternehmen wird als Korrelat zu der durch Marktzutrittsbeschränkungen vor Wettbewerbern geschützten Marktstellung angesehen und beinhaltet die Pflicht für die Unternehmen, unter bestimmten Bedingungen alle Nachfrager in dem jeweiligen Versorgungsgebiet zu bedienen³.

Hat die Versorgung zu einheitlichen Preisen zu geschehen, dann ergeben sich - bei Vorliegen zunehmender Skalenerträge in der Versorgung - in Gebietsabschnitten mit hoher Nachfragedichte Kostenüberdeckungen, während in Räumen mit geringer Nachfragedichte Kostenunterdeckungen vorliegen. Das Unternehmen könnte dann seine Gewinnmöglichkeiten verbessern, wenn es entweder Techniken zur Bündelung der räumlich verstreuten Nachfrage entwickeln oder Produktionstechnologien einsetzen würde, die zu Kostenminima bei wesentlich geringerer Kapazität führen als

1 Vgl. G. Graf 1981, S. 329.

2 Vgl. ebenda, S. 330.

3 Vgl. J. Müller/I. Vogelsang 1979, S. 196.

die vorher angewandten Techniken¹. Der Kontrahierungszwang könnte also die Richtung des Innovationsprozesses beeinflussen. Im letztgenannten Fall würde allerdings möglicherweise die Grundlage der Regulierung, nämlich Wettbewerbsversagen wegen der Existenz eines natürlichen Monopols, entfallen. Geht dies nicht einher mit einer Aufhebung der Regulierung des entsprechenden Bereiches (womit erfahrungsgemäß kaum zu rechnen ist²), kommt es aufgrund der "Innovation" zu volkswirtschaftlicher Ressourcenverschwendung und zu einer Perpetuierung der geringen Innovationseffizienz in regulierten Märkten.

Aufgrund der Preis- und Marktzugangsregulierung sind jedoch die Anreize zu Innovationen in den regulierten Bereichen ohnehin sehr gering, so daß derartige Neuerungsanstrengungen der Unternehmen kaum zu erwarten sind, zumal sie auch ihre Grenze in der zulässigen Profitrate finden. Generell ist wohl zu sagen, daß der Einfluß des Kontrahierungszwangs auf die Innovationseffizienz bei Vorliegen von Preis- und Marktzugangsregulierung gegenüber den Auswirkungen der letztgenannten Maßnahmen zu vernachlässigen ist.

5.3.4 Öffentliches Eigentum an Unternehmen

Öffentliche Unternehmen lassen sich über zahlreiche Merkmale charakterisieren³. Zwei Charakteristika erscheinen zur Kennzeichnung öffentlicher Unternehmen besonders geeignet, nämlich die Eigentumsverhältnisse und die ökonomische Selbständigkeit⁴.

¹ Vgl. G. Graf 1981, S. 339.

² Vgl. N. Eickhof 1985b, S. 75.

³ Vgl. z.B. G. Püttner 1985, S. 23 ff.

⁴ Ebenso verfährt W. Niopek 1986, S. 23. Vgl. auch Ch. B. Blankart 1980, S. 1, 7 ff., sowie P. Eichhorn 1984, S. 2. Im Unterschied zu den Ausführungen im Unterabschnitt 5.2.2, wo auf die Trennung von Eigentum und Kontrolle als unternehmensinterne Determinante der Innovationseffizienz eingegangen wird, kommt es im vorliegenden Unterabschnitt auf die Definition des Eigentümers an. Im Lauf der Argumentation wird sich jedoch zeigen, daß weniger das öffentliche Eigentum als solches, sondern vielmehr die Ausgestaltung der Interventionsmöglichkeiten auf die Unternehmenspolitik das Innovationsverhalten öffentlicher Unternehmen prägen. Somit ist letztendlich die Zuordnung des Faktors "öffentliches Eigentum" zu den unternehmensinternen Determinanten nicht zwingend.

- Unternehmen werden dann als "öffentlich" bezeichnet, wenn Bund, Länder, Gemeindeverbände oder Kommunen die Kapitalmehrheit besitzen und maßgebliche direkte Einflußmöglichkeiten auf die Unternehmenspolitik haben¹. Damit werden öffentliche Unternehmen gegenüber privaten Unternehmen abgegrenzt, die staatlicher Regulierung, also ebenfalls Eingriffen in die Geschäftspolitik, unterliegen. Im erstgenannten Fall handelt es sich allerdings um unmittelbare öffentliche Produktionstätigkeit, während Regulierung ja lediglich eine Kontrolltätigkeit durch staatliche Instanzen umfaßt².

- Die "Unternehmenseigenschaft" öffentlicher Unternehmen kommt darin zum Ausdruck, daß sie organisatorisch und finanziell vom öffentlichen Haushalt getrennt sowie - wenn auch zum Teil nur theoretisch - mindestens zur Kostendeckung verpflichtet sind. Damit unterscheiden sie sich von öffentlichen Verwaltungen, die Leistungen häufig gegen nicht kostendeckende Gebühren oder ohne direkte Gegenleistung der Nutzer erbringen und weder organisatorisch noch finanziell vom öffentlichen Haushalt unabhängig sind.

¹ In der Elektrizitätswirtschaft spricht man von öffentlichen Unternehmen, wenn die Gebietskörperschaften Bund, Länder, Gemeindeverbände oder Kommunen zu 95 % und mehr am Kapital beteiligt sind, von gemischtwirtschaftlichen Unternehmen, wenn die öffentliche Hand weniger als 95 % und private Anteilseigner weniger als 75 % des Kapitals halten, und von privaten Unternehmen, wenn die private Kapitalbeteiligung mehr als 75 % beträgt.

Die Ausführungen in diesem Unterabschnitt gelten jedoch für gemischtwirtschaftliche Unternehmen in der genannten Abgrenzung dann, wenn der faktische Einfluß des oder der öffentlichen Anteilseigner durch Kapital- bzw. Stimmrechtsmehrheit überwiegt. Vgl. W. Niopek 1986, S. 24 f.

Gemischt-öffentliche Unternehmen sind dadurch gekennzeichnet, daß an ihnen verschiedene Gebietskörperschaften beteiligt sind; dagegen befinden sich "reine" öffentliche Unternehmen in der Trägerschaft einer einzigen Gebietskörperschaft.

² Vgl. N. Eickhof 1985b, S. 64, sowie unsere Ausführungen in der Einleitung. Öffentliche Unternehmen können aber ebenso wie private Unternehmen Objekt staatlicher Regulierung sein.

Öffentliche Unternehmen können in Rechtsformen des Privatrechts (z.B. als GmbH oder AG) oder des öffentlichen Rechts (beispielsweise als Körperschaft oder Anstalt) organisiert sein, aber auch als kommunale Eigenbetriebe ohne eigene Rechtspersönlichkeit fungieren¹. Sowohl in Deutschland als auch in Frankreich sind öffentliche Unternehmen unterschiedlicher Rechtsformen in zahlreichen und ganz verschiedenen Wirtschaftsbereichen tätig, teilweise neben privatwirtschaftlichen Unternehmen, teilweise als öffentliche Monopolisten².

Das Verhalten öffentlicher Unternehmen wird nun in der Literatur fast ausschließlich unter dem Aspekt der Wohlfahrtsmaximierung im statischen Rahmen analysiert, während die Problematik der Innovationsaktivität öffentlicher Unternehmen nur selten Gegenstand von Untersuchungen ist³. Grundsätzlich gilt, daß die innovatorische Kompetenz und Flexibilität öffentlicher Unternehmen ebenso wie die privater Unternehmen sowohl von unternehmensinternen Faktoren (wie Organisationsstruktur oder Zielsystem und Zielbildung) als auch von unternehmensexternen Determinanten (Marktschranken oder Wettbewerbsintensität) beeinflußt werden.

Von besonderer Bedeutung bei öffentlichen Unternehmungen sind jedoch die dem Management vom öffentlichen Träger oder Eigentümer vorgegebenen Ziele sowie die Möglichkeiten der Einflußnahme öffentlicher Institutionen auf die Unternehmenspolitik, auch im Sinne einer Durchsetzung der vorgegebenen Ziele⁴. Diese Ziele umfassen im öffentlichen Bereich nicht nur unternehmensbezogene Wirtschaftlichkeitsziele, wie die Eigenwirtschaftlichkeit, die Erzielung eines befriedigenden bzw. maximalen Gewinns oder die Erhaltung der Substanz, sondern häufig auch sogenannte gesellschaftsbezogene Ziele⁵; bezüglich der Innovationstätigkeit ist hier insb. an die Stimulierung oder Korrektur gesamtwirtschaftlicher Innovationsprozesse zu denken⁶.

1 Vgl. P. Eichhorn 1984, S. 2.

2 Vgl. CEEP 1984, S. 38.

3 Eine Ausnahme stellt die Arbeit von W. Niopek (1986) dar. Vgl. auch ders. 1984 sowie G. Graf 1981.

4 Vgl. auch W. Niopek 1984, S. 100 ff., sowie ders. 1986, S. 70 ff.

5 Vgl. hierzu auch P. Friedrich 1969, S. 47 ff.

6 Vgl. W. Niopek 1984, S. 97.

In grober Unterscheidung sind nun zwei verschiedene Fälle denkbar:

(1) Das öffentliche Unternehmen wird vom Träger in der Satzung oder im zugrunde liegenden Gesetz explizit im Rahmen des gesamten Zielsystems auf die Durchführung von Innovationen verpflichtet, indem ihm vorgeschrieben wird, bereits bekannte Möglichkeiten der Kostensenkung oder Produktivitätssteigerung auszunutzen sowie selber Forschung und Entwicklung zu betreiben, um neue oder verbesserte Produkte anzubieten oder kostensenkende technische Verfahren zu entwickeln¹.

Es kann indessen angenommen werden, daß auch die Manager öffentlicher Unternehmen eigene, von den in der Unternehmenssatzung festgelegten Zielen abweichende Interessen haben und diese auch verfolgen, sofern sie die Möglichkeit dazu haben². Hat nun der Träger/Eigentümer direkte Eingriffsmöglichkeiten in die Unternehmenspolitik, so daß dem Management nur geringe Verhaltensspielräume bleiben, dann ist auch zu erwarten, daß das Innovationsziel durchgesetzt wird und das Unternehmensverhalten bestimmt. Derartige Unternehmen werden von der Träger-Körperschaft als Instrumente zur gesamtwirtschaftlichen "Innovationslenkung"³ eingesetzt. D.h., sie sollen die Einführung und Diffusion technischer und/oder organisatorischer Neuerungen in der privaten Wirtschaft anregen und beschleunigen. Beispiele hierfür sind in Deutschland staatliche Lehr- und Musterbetriebe im Agrarbereich⁴; in Frankreich ist die Electricité de France zu nennen, die als Vorreiter für die gesamte Privatwirtschaft die Grenzkosten-Preisbildung realisieren sollte.

1 Vgl. im einzelnen ders. 1986, S. 70 f.

2 Vgl. auch P. Friedrich 1986, S. 9 ff. Diese Auffassung steht im Gegensatz zu Meinungen, die - in Anlehnung an die klassische Theorie der Demokratie bzw. der Verbände - in der Gemeinwirtschaftslehre vertreten werden und die von einer Identifizierung der Manager öffentlicher Unternehmen mit dem Ziel "Förderung des Gemeinwohls" ausgehen. Vgl. z.B. P. Eichhorn 1984, S. 2 ff. Vgl. zur klassischen Demokratietheorie z.B. J. A. Schumpeter 1980, S. 397 ff. Die gegenteilige Ansicht wird in der ökonomischen Theorie der Gewerkschaften, der Verbände bzw. der Demokratie vertreten. Vgl. hierzu A. Downs 1968, passim, N. Eickhof 1973, S. 26 ff., sowie J. A. Schumpeter 1980, S. 427 ff.

3 Vgl. W. Niopek 1984, S. 111.

4 Vgl. ebenda.

Dennoch ist nicht unbedingt mit der Realisierung von Innovationseffizienz zu rechnen. Denn wenn der Durchführung einer Innovation zunächst langwierige Entscheidungsprozesse in Behörden, Gemeinderäten und Parlamenten vorausgehen, wird der Innovationsprozeß ebenso gehemmt wie durch politisch bedingte Rücksichtnahme auf zahlreiche Interessengruppen mit divergierenden Zielen, wodurch insbesondere überdurchschnittlich risikoreiche, kapitalintensive oder originelle Innovationen eher abgelehnt werden¹.

Verfügen jedoch die Manager über Verhaltensspielräume gegenüber den Vorgaben des Trägers, dann werden sich öffentliche Unternehmen nicht anders verhalten als private Firmen. Mit anderen Worten: Ist das Unternehmen starkem Wettbewerbsdruck ausgesetzt, dann werden insbesondere produktivitätssteigernde, kostensenkende Prozeßinnovationen durchgeführt, sofern nicht die Möglichkeit besteht, durch wettbewerbsbeschränkende Verhaltensweisen den Wettbewerbsdruck zu vermindern. Ist das öffentliche Unternehmen aber auf einem Markt tätig, der durch Markteintrittshindernisse und/oder wenig intensiven Wettbewerb gekennzeichnet ist, dann werden, falls überhaupt Innovationen durchgeführt werden, vom Management Produktinnovationen präferiert, wobei es sich häufig um nur unwesentliche Veränderungen handeln wird, durch die der Eindruck von Innovationskompetenz gegenüber der Öffentlichkeit und vor allem gegenüber dem Träger erweckt werden soll².

(2) Dem öffentlichen Unternehmen werden innovatorische Zielsetzungen nicht oder nur in allgemeiner, unpräziser Form vorgeschrieben. Damit ist insbesondere zu rechnen, wenn es sich um ein sog. gemischt-öffentliches Unternehmen handelt, an dem also verschiedene öffentliche Körperschaften mit heterogenen Interessen Anteile halten, oder wenn die den Träger repräsentierenden politischen Mandatsträger sich aus wahltaktischen oder anderen politischen Rücksichten nicht eindeutig festlegen wollen und dementsprechend die Satzungen der Unternehmen

1 Vgl. ebenda, S. 104 f.

2 Vgl. die Darstellung auf S. 124 ff. und auf S. 144 ff.

lediglich allgemeine Zielformulierungen enthalten. Mangelhafte innovatorische Zielvorgaben werden jedoch vor allem dann zu verringerter Innovationstätigkeit führen, wenn das Unternehmen in Märkten mit geringem Wettbewerbsdruck oder als öffentlicher Monopolist tätig ist. Allerdings ist es auch möglich, daß öffentliche Unternehmen bestimmte Innovationen "bewußt nicht einführen, weil zu erwartende soziale Kosten nicht ausreichend erforscht sind ... oder die Möglichkeiten der Einführung weiterentwickelter Technologien nicht versperrt werden sollen", was insbesondere für kapitalintensive Infrastrukturunternehmen zutreffen kann¹.

Auf Wettbewerbsmärkten hingegen kann das Unternehmen nur dann erfolgreich bestehen, wenn es - auch ohne daß dies vom Träger explizit gefordert wird - ausreichend flexibel auf Veränderungen der marktlichen Umwelt reagiert und selber Innovationsaktivitäten durchführt². Negativ wirken sich hier direkte Eingriffsmöglichkeiten des Trägers in die Unternehmenspolitik aus, die (aus politischen Gründen oder aufgrund von Unflexibilität) innovatorische Aktivitäten des Managements be- oder verhindern.

Ein weiterer wichtiger Bestimmungsfaktor für die Innovationsaktivitäten öffentlicher Unternehmen liegt in dem gegenüber privaten Unternehmen weitaus geringeren Eliminationsrisiko. Denn im allgemeinen wird die Übernahme von Betriebsdefiziten durch den bzw. die Träger als nahezu selbstverständlich angesehen, insbesondere wenn eine in der Satzung festgelegte Pflicht dazu besteht³. In solchen Fällen fehlt ein wesentlicher Anreiz zu innovatorischen Tätigkeiten, da die Unternehmen nicht befürchten müssen, vom Markt verdrängt zu werden. Die Durchführung kostensenkender Prozeßinnovationen oder die Sicherung von Marktanteilen mittels neuer Produkte sind dann nicht erforderlich.

1 Derartige öffentliche Unternehmen werden von Niopek dem Typ des "Innovationsbremsers" zugerechnet. Vgl. W. Niopek 1986, S. 158 ff.

2 Beispiele hierfür sind in Deutschland die Volkswagenwerke AG oder die Lufthansa, die von Niopek als "Innovationstreiber" bezeichnet werden. Vgl. ebenda, S. 161 ff.

3 In der (einzelwirtschaftlich ausgerichteten) Arbeit von Niopek wird es in Anlehnung an Thiemeyer offenbar als völlig unproblematisch angesehen, daß öffentliche Träger unternehmerische Defizite abdecken: "Erwirtschaftet ein öffentliches Unternehmen in Erfüllung öffentlicher Aufgaben Defizite oder arbeitet es lediglich kostendeckend, ist der Träger gefordert, über Zuschüsse, Ausgleichszahlungen, Subventionen oder zinsgünstige Kredite dessen Kapital- und Substanzerhaltung zu sichern und die Einführung notwendiger Neuerungen zu gewährleisten". Vgl. ebenda, S. 107.

Neben den genannten Determinanten der Innovationsaktivitäten im öffentlichen Bereich¹ gilt ganz allgemein für öffentliche wie für private Unternehmen, daß innovatorische Kompetenz und Flexibilität stark von der Organisationsstruktur abhängig sind. Bürokratische Organisationsformen, die eher innovationshemmend und von geringer Anpassungsfähigkeit in einer dynamischen Umwelt sind, finden sich insbesondere in öffentlichen Unternehmen mit öffentlich-rechtlicher Rechtsform sowie in solchen Unternehmen, die vorher organisatorische Teile von Verwaltungen waren und daher noch zahlreiche bürokratische Regelungen beibehalten haben².

Ferner ist zu beachten, daß öffentliche Unternehmen häufig im Infrastrukturbereich tätig sind oder gegenüber Zulieferern fast monopsonistische Marktstellungen einnehmen. Verminderte innovatorische Kompetenz und Flexibilität in öffentlichen Unternehmen können daher auch die Innovationseffizienz in vor- und nachgelagerten Branchen erheblich vermindern - entweder, indem innovatorische Vorleistungen nicht erbracht werden oder indem durch unflexibles Nachfrageverhalten Technologiestandards festgeschrieben und Innovationsleistungen vorgelagerter Industrien nicht honoriert werden. Andererseits können von öffentlichen Unternehmen auch bedeutende Innovationsimpulse ausgehen. Beispielsweise bewirkte die lange Zeit vorherrschende Strategie der Absatzausweitung der EVU (die allerdings nicht in ihrer Gesamtheit dem öffentlichen Bereich zuzurechnen sind), daß in Zusammenarbeit mit der elektrotechnischen Industrie zahlreiche Produktinnovationen entwickelt wurden, um die Nachfrager zu erhöhtem Stromkonsum anzuregen³.

Ein nicht unbedeutender Anteil der öffentlichen Unternehmen unterliegt ferner staatlicher Regulierung; dies gilt in Deutschland insbesondere für die Versorgungswirtschaft, für Verkehrsunternehmen sowie für das Bank- und Versicherungsgewerbe⁴.

1 Auf weitere Determinanten, wie etwa die Kontrolle öffentlicher Unternehmen durch Rechnungshöfe, die Besteuerung oder die Auftragsvergabe im öffentlichen Bereich ist hier nicht einzugehen. Vgl. die ausführliche Darstellung bei W. Niopek 1986.

2 Vgl. ausführlich ebenda, S. 136 ff.

3 Vgl. ders. 1984, S. 107 f.

4 Wobei in jeder der genannten Branchen neben öffentlichen auch gemischt-wirtschaftliche und private Unternehmen tätig sind.

Auch die Innovationstätigkeit öffentlicher Unternehmen wird demnach von den regulierenden Maßnahmen negativ beeinflusst. Die aufgrund unklarer Zielvorgaben und bürokratischer Organisationsformen ohnehin reduzierten Neuerungsaktivitäten werden durch Marktzugangs- sowie Preisregulierung weiter vermindert.

Zusammenfassend ist festzustellen, daß öffentliches Eigentum an Unternehmen tendenziell negative Auswirkungen auf die Innovationseffizienz hat. Dabei ist allerdings weniger die Tatsache entscheidend, daß die Kapitalmehrheit bei der öffentlichen Hand liegt; von größerer Bedeutung sind vielmehr die Ausgestaltung der Einflußmöglichkeiten der Trägerkörperschaften auf die Unternehmenspolitik, die interne Unternehmensorganisation sowie die Beschaffenheit der marktlichen Umwelt.

Bei zahlreichen öffentlichen Unternehmen bewirkt die Kombination aus in der Satzung festgelegten direkten Eingriffsmöglichkeiten der Träger in die Geschäftsführung, bürokratischer Organisationsform und geringem externem Wettbewerbsdruck eine erhebliche Verminderung der innovatorischen Kompetenz und Flexibilität. Im Gegensatz dazu stehen die wenigen öffentlichen Unternehmen, die im Vergleich zu privaten Unternehmen verstärkte Innovationsaktivitäten betreiben, weil sie satzungsgemäß zu Neuerungsstätigkeit verpflichtet sind, starkem Wettbewerbsdruck unterliegen und andere innovationshemmende Faktoren nicht gegeben sind.

Die die Innovationseffizienz tendenziell vermindernenden Wirkungen des Anreiz- und Zielsystems in vielen öffentlichen Unternehmen werden noch verstärkt, sofern die Unternehmen staatlicher Regulierung unterworfen sind.

5.3.5 Zusammenfassung

Im vorliegenden Abschnitt wurden mögliche unternehmensexterne Determinanten der Innovationseffizienz betrachtet, und zwar zum einen marktstrukturelle Faktoren, zum anderen staatliche Einflußgrößen.

(1) Zwischen der Innovationseffizienz einerseits und der Marktform bzw. dem Konzentrationsgrad andererseits besteht kein signifikanter Zusammenhang, denn weder theoretisch noch empirisch können eine innovationsoptimale Marktform oder ein innovationsoptimaler Konzentrationsgrad abgeleitet werden. Vielmehr hängen sowohl die innovatorische Kompetenz als auch die Flexibilität der Unternehmen von anderen Merkmalen der Marktstruktur bzw. von der jeweiligen Kombination der einzelnen Marktstrukturvariablen ab.

(2) Marktschranken sind bezüglich ihrer Auswirkungen auf die Innovationseffizienz differenziert zu beurteilen. Auf der einen Seite kann die totale Abwesenheit beispielsweise von Markteintrittshindernissen zu einem starken Rückgang der Innovationsneigung und zum beinahe völligen Erliegen der Innovationstätigkeit führen. Andererseits bewirken auch sehr hohe Markteintritts- und -austrittshemmnisse eine erhebliche Verminderung der Innovationseffizienz, da Einführung und Diffusion von Innovationen in einem geschützten Markt verzögert oder sogar ganz unterbunden werden.

(3) Regulierung kann sowohl Richtung als auch Geschwindigkeit des Innovationsprozesses beeinflussen und hat eher negative Konsequenzen für die Realisierung der Innovationseffizienz.

Im einzelnen verringert cost-plus-regulation die Diffusionsgeschwindigkeit von Innovationen oder führt zu völliger Einstellung der Neuerungs-tätigkeit. Rentabilitätsregulierung hingegen kann zu einer Verzerrung des Innovationsprozesses in Richtung auf kapitalintensive Technologien führen; allgemein wirkt auch sie - selbst unter Beachtung von Anpassungs-verzögerungen (regulatory lag) - (prozeß- und produkt-)innovationshemmend. Marktzugangsregelungen wiederum führen allenfalls dazu, daß Demonstrationsprojekte durchgeführt werden, die jedoch keinen echten Fortschritt darstellen. Im übrigen verringern sie die Innovationseffizienz sogar in vor- und nachgelagerten Märkten. Qualitätsregulierung schließlich hemmt insbesondere die Einführung neuer oder verbesserter Produkte und kann so ebenfalls die Innovationseffizienz in nachgelagerten Märkten vermindern. Und ein Kontrahierungszwang könnte - für sich allein genommen - zur Verzerrung von Innovationsprozessen führen; da er jedoch stets Folge der institutionellen Marktzugangsbeschränkung ist, gehen von ihm keine separaten Wirkungen auf die Innovationseffizienz aus.

(4) Mehrheitlich öffentliches Eigentum an Unternehmen ist hinsichtlich seiner Auswirkungen auf die Innovationseffizienz überwiegend negativ zu beurteilen. Zwar können öffentliche Unternehmen, die satzungsgemäß Innovationsaufgaben zu erfüllen haben und keinen weiteren innovationshemmenden Faktoren unterliegen, zu einer Beschleunigung von Innovationsprozessen und damit zu innovatorischen Effizienzgewinnen beitragen. Allerdings überwiegen im Regelfall Faktoren wie langwierige Entscheidungsprozesse, neuerungsfeindliche Organisationsstrukturen, vermindertes Konkursrisiko oder nicht-wettbewerbliche Umwelt, so daß öffentliche Unternehmen innovatorische Effizienzverluste bewirken, die sich zudem auch auf vor- und nachgelagerte Märkte erstrecken können. Dieser Aspekt ist gerade in der Elektrizitätswirtschaft, in der Produktinnovationen so gut wie nicht und Prozeßinnovationen nur auf der Grundlage von Produktinnovationen in vorgelagerten Industrien möglich sind, von Bedeutung.

Somit ergeben sich aus der Analyse unternehmensexterner Innovationsdeterminanten weitere Kriterien für den Effizienzvergleich der deutschen und der französischen Elektrizitätswirtschaft. Dabei ist vor allem an die staatliche Regulierung sowie an öffentliche Unternehmen zu denken, wobei für die deutsche Elektrizitätswirtschaft die Auswirkungen der Marktzutritts- und Preisregulierung ein stärkeres Gewicht haben (die in zahlreichen Versorgungsgebieten durch die Existenz öffentlicher Unternehmen noch verstärkt werden), während in Frankreich die Konsequenzen dominieren, die sich aus dem öffentlichen Eigentum bzw. der Ausgestaltung der Eingriffsbefugnisse staatlicher Institutionen am landesweit tätigen einzigen EVU ergeben.

Wie die Innovationseffizienz im einzelnen in der deutschen und französischen Elektrizitätswirtschaft unter Berücksichtigung der verschiedenartigen, gleichwohl in beiden Ländern massiven staatlichen Eingriffe zu beurteilen ist, wird im III. Teil erörtert.

Die Ausführungen zum einzelwirtschaftlichen Konzept der Innovationseffizienz werden damit abgeschlossen, und wir wenden uns im letzten Abschnitt dieses Kapitels der Koordinationseffizienz zu, die gesamtwirtschaftlich definiert wird und nicht die Anpassung von Unternehmen auf Märkten an marktliche Herausforderungen, sondern von Unternehmen und Märkten an veränderte gesamtwirtschaftliche Koordinationserfordernisse zum Inhalt hat.

5.4 Koordinationsstruktur und Koordinationseffizienz

In den bisherigen Ausführungen wurde untersucht, wie sich die marktliche Umwelt sowie die staatlichen Eingriffe auf das (Innovations-) Verhalten der Unternehmen auswirken und wie unternehmensinterne Faktoren auf das Verhalten des Unternehmens im Markt einwirken. Dabei wurde stets implizit unterstellt, daß die Unternehmen, die Märkte, die staatlichen Institutionen und die Aufteilung der ökonomischen Aktivitäten auf die genannten Organisationen gegeben sind. Hingegen wurde der Frage, warum die Koordination ökonomischer Aktivitäten durch die unterschiedlichen Organisationsformen Unternehmung, Markt und/oder Staat erfolgt, bisher nicht nachgegangen.

Gleichwohl ist diese Fragestellung dann von erheblicher Bedeutung, wenn man realistischere annimmt, daß die Koordination ökonomischer Aktivitäten nicht kostenlos geschieht, sondern daß - abhängig von noch näher zu bestimmenden Bedingungen - verschieden hohe Koordinationskosten entstehen. Somit kann in gesamtwirtschaftlicher Hinsicht die Koordination der ökonomischen Aktivitäten unterschiedlich effizient sein.

Damit sind die Bestimmungsgründe für die Koordinationsstruktur in einer Volkswirtschaft sowie für die Koordinationseffizienz angesprochen. Wodurch wird die Koordinationsstruktur der Wirtschaft, die Aufteilung der ökonomischen Aktivitäten auf unterschiedliche Koordinationsorganisationen sowie die Existenz damit verbundener Koordinationsmechanismen, bestimmt (statischer Aspekt)? Wie kommt es zum Verschwinden herkömmlicher und zur Entstehung neuer Koordinationsformen sowie Koordinationsstrukturen im Zeitablauf (dynamischer Aspekt)? Und wie kann die statische und dynamische Effizienz der Koordinationsstruktur ermittelt werden?

Derartige Fragestellungen werden neuerdings im Rahmen der (neuen) Institutionenökonomie behandelt, zu der die Property Rights-Analyse

sowie die Transaktionskostenökonomik gehören¹. Erstmals wurden sie 1937 von R. H. Coase angesprochen und in weitgehend statischer Betrachtung untersucht².

Bevor nun die hauptsächlichen Ergebnisse der genannten Ansätze dargestellt werden, ist zu klären, wie Koordinationseffizienz definiert werden kann.

5.4.1 Der Begriff der Koordinationseffizienz

Unter Koordination versteht man im ökonomischen Zusammenhang die Abstimmung des Verhaltens von Wirtschaftssubjekten beim Produzieren und Verwenden von Gütern. Diese Abstimmung kann mittels verschiedener Methoden und in unterschiedlichen Systemen erfolgen, und zwar durch den Preismechanismus, durch Ex- ante- Koordination individueller Wirtschaftspläne oder durch Anweisungen einer zentralen, übergeordneten Instanz³.

- Der Preismechanismus bewirkt die Koordination ökonomischer Aktivitäten auf Märkten. Dabei bringt der jeweilige Marktpreis Nachfrage- und/oder Angebotsüberschüsse tendenziell zum Verschwinden und bestimmt auch die Allokation der Produktionsfaktoren, indem bei einer Änderung der Preisrelationen die Faktoren in die relativ lohnender gewordenen Produktionsrichtungen wechseln⁴.

- Der marktlichen Koordination mittels des Preismechanismus steht die Koordination durch Anweisungen in hierarchischen Organisationen, also in Unternehmen und öffentlichen Verwaltungen, diametral gegenüber. Im Unternehmen erfolgt die Koordination derart, daß die Unternehmensführung Produktionsfaktoren kombiniert und sie jeweils in den lohnendsten

1 Vgl. zur Konzeption der Property Rights D. Lösch 1983, A. Schüller 1983a, K.-E. Schenk 1978, E. Furubotn/S. Pejovich 1974. Zur Ökonomie der Transaktionskosten vgl. L. Wegehenkel 1981, E. Bössmann 1981, dies. 1982, dies. 1983.
Verschiedene Konzepte der Koordinationseffizienz untersucht H. Grosse-kettler 1982.

2 Vgl. R. H. Coase 1937.

3 Vgl. H. Grosse-kettler 1982, S. 233 ff.

4 Vgl. E. Bössmann 1981, S. 667.

Güterproduktionsrichtungen einsetzt. Ferner werden die einzelnen Aktivitäten der Unternehmensmitglieder kontrolliert und auf den sinnvollen Ablauf des Produktionsprozesses hin gesteuert¹.

Markt und Hierarchie als alternative Koordinationsformen (oder synonym: Koordinationssysteme) stellen nun lediglich theoretische Extremmodelle dar; die real existierenden Wirtschaftsordnungen zeichnen sich dagegen durch das Nebeneinander beider Koordinationsformen sowie zusätzlich bestimmter Mischformen aus².

Je nach Koordinationssystem setzen sich die Koordinationskosten unterschiedlich zusammen. Koordinationskosten auf Märkten werden als Transaktionskosten bezeichnet und bestehen aus³

- Suchkosten der Marktteilnehmer bei der Information über die aktuellen Marktpreise und Produkteigenschaften,
- Verhandlungskosten beim Abschluß von Verträgen zwischen Marktteilnehmern, wozu eventuell noch Kosten der Überwachung und/oder Durchsetzung (Gerichtskosten) kommen,
- Anpassungskosten, die entstehen, wenn langfristige Verträge zwischen Marktteilnehmern die tatsächliche Entwicklung nicht zutreffend antizipiert haben und die Diskrepanz zwischen Vertragsinhalt und Realität beseitigt werden muß.

Derartige Kosten entstehen bei der Koordination in Unternehmen gar nicht oder in geringerem Maße. Die Kosten der Aushandlung von Verträgen etwa sind wesentlich niedriger, da in Unternehmen typisierte Verträge eine Vielzahl von Einzelverträgen ersetzen. Dagegen können Koordinationskosten in Unternehmen vorwiegend als Organisationskosten angesehen und folgendermaßen begründet werden:

1 Vgl. dies. 1983, S. 106.

2 Die Koordination durch Kooperation kann als eine solche Mischform angesehen werden. Dabei erfolgt die Abstimmung zwar nicht innerhalb von, sondern zwischen Hierarchien, doch handelt es sich nicht um Markttransaktionen im üblichen Sinn. Vgl. hierzu dies. 1982, S. 672. Vgl. zur Kennzeichnung von Hierarchien sowie zur Gegenüberstellung von Märkten und Hierarchien als alternative Koordinationsysteme insb. K.-E. Schenk 1981, S. 63 ff.

3 Vgl. E. Bössmann 1981, S. 668 ff., sowie dies. 1983, S. 106 f.

Ein Unternehmen wächst, indem es immer mehr Transaktionen, die sonst über Märkte abgewickelt würden, übernimmt. Mit zunehmender Größe des Unternehmens steigen jedoch die Kosten der unternehmensinternen Koordination überproportional an, da die Wahrscheinlichkeit unternehmerischer Fehlentscheidungen und damit ineffizienten Faktoreinsatzes zunimmt, die Flexibilität der Koordination abnimmt¹, die Koordinationstätigkeit der Unternehmensführung abnehmende Grenzerträge aufweist und eventuell auch die Faktorpreise steigen, wenn die Faktoranbieter eine Beschäftigung in kleinen Unternehmen vorziehen².

Die Kosten der Kooperation schließlich bestehen insbesondere aus Informations-, Einigungs- und Kontrollkosten³.

Die Effizienz der bestehenden Koordinationsstruktur, also des Mischungsverhältnisses von Märkten und Hierarchien⁴, ist aus einer Gegenüberstellung der zu erfüllenden Koordinationsaufgaben⁵ zu den jeweils anfallenden Koordinationskosten zu ermitteln. Konkret heißt das, daß ein - noch zu definierender - Mindesterfüllungsgrad der Koordinations-

1 Vgl. auch unsere Ausführungen zu managergeleiteten Großunternehmen im Unterabschnitt 5.2.2.

2 Vgl. hierzu sowie zur Unterscheidung von Transaktionskosten und Organisationskosten E. Bössmann 1981, S. 669, sowie dies. 1982, S. 665. Der Begriff der Transaktionskosten wird allgemein höchst unterschiedlich verwendet und schließt vielfach auch Organisationskosten ein. Übereinstimmung besteht jedoch in der Literatur über die Abgrenzung der Transaktionskosten zu den Produktionskosten:

Während unter Transaktionskosten solche Kosten, die mit Tauschakten verbunden sind und diese ermöglichen, verstanden werden, meint man mit Produktionskosten "die Preise der zur physisch-technischen Herstellung eines Produkts benötigten Kostengüter multipliziert mit den aufgewendeten Mengen", einschließlich der Transportkosten. Transaktionskosten sind also auf die Organisationsstruktur in einer Wirtschaft, Produktionskosten auf die jeweilige Produktionstechnik zurückzuführen. Vgl. L. Wegehenkel 1981, insb. S. 2, S. 15 ff., sowie E. Bössmann 1983, S. 108.

3 Vgl. H. Grossekkettler 1982, S. 242.

4 K.-E. Schenk 1981, S. 69.

5 Grossekkettler unterscheidet fünf Koordinationsaufgaben: Mengenausgleich, Kapazitätsregulierung, Machtregulierung, Produktfortschritt und Verfahrensfortschritt. Vgl. H. Grossekkettler 1982, S. 230, sowie ders. 1985, S. 175 ff.

aufgaben bei geringstmöglichen Kosten zu erreichen ist¹. Dabei stößt die Beurteilung der Koordinationsleistung auf ebenso große Probleme wie die Erfassung und Messung der Koordinationskosten. In bezug auf die Erfüllung der Koordinationsaufgaben erfolgt darum im allgemeinen eine Beschränkung auf die Feststellung "Erfüllung der Aufgaben" oder "Nichterfüllung der Aufgaben"².

Daher können auch in dem vorliegenden Abschnitt wiederum allein qualitative Kriterien der (Koordinations-)Effizienz abgeleitet werden; eine Quantifizierung, die selbst bei der Ermittlung statischer Koordinationseffizienz nicht durchgängig möglich wäre, wird von vornherein vermieden³.

Die in einer Wirtschaft realisierte Koordinationsstruktur ist als statisch effizient zu bezeichnen, wenn die optimale Allokation der Ressourcen gesichert ist, und das heißt nun auch: wenn die ökonomischen Aktivitäten so auf die bestehenden Koordinationsformen aufgeteilt sind, daß die Koordination zu den geringstmöglichen Kosten erfolgt. Dagegen bewertet die dynamische Koordinationseffizienz, ob und wie sich die bestehenden Koordinationsstrukturen beim Auftreten neuer Koordinationserfordernisse anpassen und verändern, also die Durchführung organisatorischer Innovationen (beispielsweise als Reaktion auf vorangegangene technologische Neuerungen).

Das gesamte Konzept der Koordinationseffizienz geht auf Coase zurück. Es ist daher erforderlich, auf diesen grundlegenden Ansatz im folgenden kurz einzugehen, obwohl Coase in einem statischen Rahmen argumentierte. Auf dieser Grundlage wird anschließend die dynamische Weiterentwicklung des Coase'schen Konzepts behandelt.

1 Damit wird bereits auf das Koordinationsmängelkonzept Bezug genommen, das im Unterabschnitt 5.4.3 genauer dargestellt wird. Vgl. dazu H. Grossekkettler 1982, ders. 1985, S. 170 ff.

2 Vgl. ders. 1982, S. 241 f.

3 Auch Grossekkettler verwirft drei von ihm vorgestellte quantitative Kriterien der Koordinationseffizienz und bevorzugt das qualitativ ausgerichtete "Koordinationsmängelkonzept", auf das noch einzugehen ist. Vgl. ders. 1982, S. 252 ff.

5.4.2 Der Ansatz von R. H. Coase

Coase nahm die Tatsache, daß in einer Marktwirtschaft (mindestens) zwei Systeme zur Koordination ökonomischer Aktivitäten nebeneinander existieren, die sich insbesondere durch die Art des Koordinationsmechanismus unterscheiden, zum Anlaß, nach den Gründen für das Bestehen von Märkten und Unternehmen zu forschen. Er wies erstmals darauf hin, daß im Gegensatz zur Annahme des Modells der vollständigen Konkurrenz, wonach alle Marktteilnehmer jederzeit über den Marktpreis informiert seien und dieser immer die aktuellen Knappheitsrelationen widerspiegele, der "Gebrauch des Preismechanismus" mit Kosten verbunden und andererseits auch die Koordination in Unternehmen nicht kostenlos möglich ist.

Mit dem Vorliegen dieser (heute so genannten) Transaktions- und Organisationskosten ist jedoch die Aufteilung der ökonomischen Aktivitäten auf Märkte und Unternehmen auch ökonomisch zu begründen:

Ein Unternehmen wird solange wachsen und zusätzliche Transaktionen intern koordinieren, bis die unternehmensinternen Kosten, die durch die Übernahme einer weiteren Transaktion entstehen, genauso hoch sind wie die Kosten, die diese letzte Transaktion auf dem Markt verursacht. Da die Koordinationstätigkeit des Unternehmens zu abnehmenden Grenzerträgen führt, steigen mit fortschreitender Übernahme von Transaktionen durch das Unternehmen die Organisationskosten überproportional an¹.

Koordinations-effizienz in einer Wirtschaft ist also realisiert, wenn die ökonomischen Aktivitäten durch marginale Substitution so auf die Organisationsformen Markt und Unternehmung aufgeteilt sind, daß die Koordinationskosten insgesamt minimiert werden.

1 Vgl. E. Bössmann 1983, S. 107.

Die Koordinationsstruktur einer Volkswirtschaft, die Art und der Umfang der Aufteilung ökonomischer Aktivitäten auf die unterschiedlichen Koordinationsformen, kann also durch die Höhe der jeweiligen Kosten erklärt werden. Allerdings gibt es in einer Marktwirtschaft mehr Koordinationsformen als die beiden von Coase genannten.

Oben wurde bereits auf die Möglichkeit der Kooperation hingewiesen¹. Ferner umfaßt die Koordinationsform Hierarchie auch öffentliche Verwaltungen ("Staat"), die dann Koordinationen übernehmen, wenn der Markt beim planmäßigen Angebot öffentlicher Güter versagt, weil die Kosten der Definition von Eigentumsrechten bzw. des Ausschlusses der Interessenten von der Nutzung auf dem Markt wesentlich höher sind, als wenn derartige Güter vom Staat angeboten werden. Mindestens teilweise kann also auch die Aufteilung ökonomischer Aktivitäten auf Markt und Staat durch die unterschiedlich hohen Transaktionskosten erklärt werden².

Die zentrale Frage dabei ist jedoch, wodurch die Höhe der Koordinationskosten bestimmt wird. Während Coase annahm, daß die Koordinationskosten bei allen Marktteilnehmern gleich hoch seien und nur von der Organisationsform (Markt oder Unternehmen) abhingen, heben neuere Arbeiten den Zusammenhang zwischen bestimmten Merkmalen der zu koordinierenden Transaktionen und den Transaktionskosten hervor, so daß dann die Koordinationsform auf die Art der Transaktionen zurückgeführt werden kann³.

Williamson betont drei bedeutende Merkmale von Transaktionen, nämlich die Häufigkeit, mit der Transaktionen sich wiederholen, das Ausmaß, in dem eine Transaktion spezifische Investitionen erfordert, und die mit einer Transaktion verbundene Unsicherheit⁴.

1 Vgl. G. B. Richardson 1972.

2 Weitere Gründe liegen in der Existenz instabiler Marktgleichgewichte, sonstigem Marktversagen sowie in "Politikversagen". Vgl. S. 20 ff. in dieser Arbeit.

3 Vgl. E. Bössmann 1982, S. 672 ff., und die dort referierte Literatur.

4 Vgl. O. E. Williamson 1981 sowie H. Leipold 1985, S. 34 f.

- Unter transaktionsspezifischen Investitionen sind z.B. Spezialmaschinen zu verstehen, die speziell zur Erfüllung eines bestimmten Auftrags angeschafft werden. Dadurch wird aus der anonymen Marktbeziehung zwischen Kunde und Lieferant eine engere Lieferbeziehung, die ohne zusätzliche Kosten für beide Seiten nicht mehr zu lösen ist und die letztendlich auch zu hierarchischen Beziehungen führen kann. Je höher solche transaktionsspezifischen Investitionen sind, um so weiter wird die Koordination der Aktivitäten zwischen den Beteiligten gehen und um so weniger sind Märkte zur Koordination geeignet¹.

- Die kostensteigernde Wirkung von Unsicherheit kann anhand der Gegenüberstellung von Suchgütern und Erfahrungsgütern deutlich gemacht werden. Bei Suchgütern kann sich der Nachfrager durch Besichtigung oder Lektüre von Testberichten bereits vor dem Kauf ein Bild von der Produktqualität und anderen Eigenschaften machen. Dagegen sind bei Erfahrungsgütern Informationen über die Qualität nur durch Ge- oder Verbrauch zu erlangen. In beiden Fällen entstehen also im Zusammenhang mit dem Kauf Informationskosten, die jedoch bei Erfahrungsgütern in Relation zum Produktpreis wesentlich höher sind als bei Suchgütern. Daher werden sich Nachfrager bei Suchgütern umfassender informieren und auf Preis- und Qualitätsänderungen elastischer reagieren. Daraus ist als Konsequenz abzuleiten, daß in Wirtschaftszweigen, die Erfahrungsgüter anbieten, mehr Aktivitäten innerhalb von Hierarchien koordiniert werden, d.h., ein höherer Konzentrationsgrad vorliegen wird, als in Branchen mit Suchgütern².

Hohe Informationskosten, die ja einen Teil der Transaktionskosten ausmachen, haben also eine bestimmte Marktstruktur zur Folge. Informationskosten sind aber nicht bei allen Marktteilnehmern gleich hoch, sondern als individuell unterschiedliche Opportunitätskosten anzusehen, deren Höhe auch davon abhängt, wie der einzelne die Vorteile einer

1 Vgl. E. Bössmann 1982, S. 673.

2 Vgl. Ph. Nelson 1970, ders. 1974, sowie E. Bössmann 1982, S. 674.

besseren Information über Produktqualitäten oder -preise im Vergleich zu den bei der Suche entstehenden Kosten einschätzt.

Im Gegensatz zu den Annahmen von Coase über die Determiniertheit der Transaktionskosten erweist sich also, daß diese von individuellen Nutzenkalkülen und subjektiven Risikoeinstellungen (gegenüber der Unsicherheit über Gutseigenschaften) abhängig sind. Und das gilt ebenfalls für die Organisationskosten, obgleich diese in höherem Maße einer objektiven Berechnung zugänglich sind. Somit kann zwar die Koordinationsstruktur der Wirtschaft, die Aufteilung der ökonomischen Aktivitäten auf verschiedene Koordinationsformen, aus den unterschiedlich hohen Koordinationskosten erklärt werden. Die Bestimmung einer optimalen Koordinationsstruktur sowie die Beurteilung der statischen Koordinationseffizienz ist jedoch so lange nicht möglich, wie es nicht gelingt, die Höhe von Transaktions- und Organisationskosten genauer zu spezifizieren. Dazu gibt es bisher allerdings nur sehr bescheidene Ansätze¹.

Damit wird aber auch eine im eigentlichen Sinne dynamische Koordinationsstrukturanalyse, die untersucht, wann und warum bestehende Koordinationsformen verschwinden und neue entstehen und ob der Prozeß der Veränderung der Koordinationsstruktur (dynamisch) effizient abläuft, erheblich erschwert.

5.4.3 Dynamische Analyse der Koordinationsstruktur

Einen Versuch der Dynamisierung des statischen Konzepts von Coase, das lediglich die bestehende Aufteilung einer gegebenen Menge ökonomischer Aktivitäten auf zwei bekannte Koordinationssysteme erklärt, macht wiederum Williamson². Er argumentiert wie folgt: Wird in einem Markt eine (Produkt-) Innovation eingeführt, entspricht das einer Vermehrung der zu koordinierenden Aktivitäten, und damit erhöhen sich die

1 Vgl. etwa die Untersuchung von H. Demsetz 1968.

2 Vgl. O. E. Williamson 1981.

Transaktionskosten. Geht nun diese Kostensteigerung über ein gewisses Maß hinaus, etwa weil die zu bewältigenden Transaktionen immer komplexer werden, dann wird die Relation von Transaktionskosten zu Organisationskosten immer ungünstiger, und durch eine Verlagerung der Koordination in ein Unternehmen können Koordinationskosten eingespart werden. Wächst allerdings das Unternehmen durch die Einbeziehung von mehr und mehr vorher über den Markt abgewickelten Transaktionen, dann steigen auch die Organisationskosten an. Damit entsteht ein Anreiz für die Unternehmensführung, neue (koordinations-) kostensenkende Organisationsformen zu entwickeln.

Durch jede derartige organisatorische Innovation wird jedoch wiederum das Verhältnis von marktlichen Transaktionskosten zu unternehmensinternen Organisationskosten verändert, und die Aufteilung der vermehrten ökonomischen Aktivitäten auf bestehende und neue Koordinationsformen wird beeinflusst¹.

Die Entstehung vertikal integrierter Unternehmen sowie der Übergang von der funktionalen auf die divisionale Unternehmensorganisation können somit auch aus dem Bestreben erklärt werden, Koordinationskosten einzusparen: (Technologische) Innovationen schaffen neue Koordinationsprobleme, auf die mit kostensenkenden organisatorischen Neuerungen reagiert wird. Neue Koordinationsformen und -mechanismen entstehen, wenn die bestehenden Koordinationsstrukturen neue, komplexe Transaktionen nur unter erheblichen Kosten koordinieren können und wenn die Möglichkeit und der Anreiz bestehen, die Koordinationskosten zu senken.

Allerdings ist die Analyse von Williamson auf unternehmerische Organisationsformen beschränkt und stellt einzelwirtschaftliche Effizienzüberlegungen sehr stark in den Vordergrund. Unter wettbewerbstheoretischem Aspekt ist aber zu beachten, daß sich die Wahlmöglich-

1 Vgl. ebenda, S. 1551 ff., sowie E. Bössmann 1982, S. 676 f.

keiten des Marktsystems um so stärker vermindern, je mehr Transaktionen unternehmensintern koordiniert werden¹. Darüber hinaus kann sich die Richtung der Weiterentwicklung von Koordinationsformen auch umkehren: Durch von Unternehmen hervorgebrachte Produktinnovationen entstehen neue Märkte, auf denen dann neue ökonomische Aktivitäten koordiniert werden. Ferner verändern Unternehmen in Abhängigkeit von der Transaktionskosten- Organisationskosten-Relation Art und Ausmaß der Hierarchisierung, also der vertikalen Integration. Vorprodukte werden z.B. nicht mehr im eigenen Betrieb produziert, sondern von unabhängigen Zulieferern bezogen, oder die Vertriebsabteilung wird aufgelöst und der Absatz über selbständige Vertreter gesichert². Unter Zugrundelegung des gesamten Markt- und Wettbewerbsprozesses ist die Existenz unterschiedlicher Koordinationsformen wohl nicht als Substitutions-, sondern eher als Komplementaritäts- und Interdependenzbeziehung aufzufassen³.

Eine im dynamischen Sinne effiziente Koordinationsstruktur, die den Veränderungen der Koordinationskosten in den bestehenden Koordinationsformen angepaßt ist und neue Koordinationssysteme hervorbringt, kann jedoch nur dann entstehen, wenn sowohl ein Effizienzvergleich zwischen den Koordinationsformen als auch innerhalb der einzelnen Koordinationsorganisationen möglich ist und wenn ineffiziente Koordinationssysteme selektiert werden⁴. Mit anderen Worten: Ebenso wie Marktschranken oder staatliche Regulierungseingriffe die Innovationskompetenz und Flexibilität von Unternehmen beeinträchtigen, also die Innovationseffizienz verringern, können sie auch die Anpassungsfähigkeit hinsichtlich organisatorischer Innovationen vermindern und damit die dynamische Koordinationseffizienz herabsetzen.

Im allgemeinen ist davon auszugehen, daß sich aufgrund vielfältiger privater Wettbewerbsbeschränkungen und staatlicher Regulierungsein-

1 Vgl. A. Schüller 1983b, S. 162 f.

2 Vgl. ebenda, S. 165.

3 Vgl. ebenda, S. 164.

4 Vgl. H. Gröner 1983, S. 222 ff.

griffe nicht die effizienteste Koordinationsstruktur durchsetzt, daß also nicht in jedem Teilbereich der Wirtschaft jeweils die Koordinationsform mit den geringsten (Koordinations-) Kosten realisiert wird¹. Aus der Tatsache, daß sich z.B. eine bestimmte Organisationsform der Unternehmen durchsetzt, kann nicht auf ihre Effizienzüberlegenheit geschlossen werden, wenn der Marktzutritt reglementiert ist, da (koordinations-) kostensenkende organisatorische Innovationen ebenso wie (produktions-) kostensenkende technologische Neuerungen nur durchgeführt werden können, wenn hinreichende Wettbewerbsfreiheit sowie fühlbarer Wettbewerbsdruck gegeben sind.

Wie ist nun aber die dynamische Effizienz von Koordinationssystemen zu beurteilen? Einem evolutorischen Wirtschaftssystem angemessen erscheint das sog. "Koordinationsmängelkonzept"². Im Rahmen dieses Ansatzes werden bestehende Koordinationsformen einmal daraufhin untersucht, ob fühlbare Funktionsstörungen bei der Erfüllung der Koordinationsaufgaben auftreten, und zum anderen wird festgestellt, ob diese Störungen systematisch und dauerhaft sind, also auf falschen Anreizen beruhen, und ob sich plausible theoretische Erklärungen dafür finden lassen; damit soll eine Unterscheidung echter Funktionsstörungen von kurzfristigen Gleichgewichtsstörungen ermöglicht werden.

Werden derartige Koordinationsmängel in einem Bereich diagnostiziert, so kann die bestehende Koordinationsform auch ohne eine Überprüfung der Koordinationskosten als "nicht effizient" eingestuft werden, da mindestens eine der Koordinationsaufgaben nicht oder nicht ausreichend erfüllt wird. Effizienzverbesserungen sind hier in zwei Richtungen möglich: Entweder gibt es ein anderes Koordinationssystem, das die Funktionsmängel nicht aufweist. Oder die bestehende Organisation kann mit geringem Aufwand so verändert werden, daß die Funktionsstörung behoben wird. Beide Maßnahmen werden sich aber nicht von selbst einstellen, sondern erfordern das Eingreifen staatlicher Institutionen.

1 Vgl. H. Grossekkettler 1982, S. 243 ff.

2 Vgl. ebenda, S. 252 ff.

Dabei ist allerdings nicht an punktuelle Eingriffe in Einzelfällen zu denken, die (aufgrund der Gefahr des Staatsversagens) nur selten tatsächlich zu Effizienzverbesserungen führen, zumal ein nicht unerheblicher Teil der Funktionsmängel vom Staat selbst verursacht wird¹. Stärkere Ordnungskonformität sowie Effizienzgewinne weisen hingegen beispielsweise gesetzliche Per- se- Verbote für bestimmte, als grundsätzlich funktionsstörend erkannte Verhaltensweisen auf².

Sind jedoch in einem Bereich keine Koordinationsmängel festzustellen, so besteht immer noch die Möglichkeit, daß eine andere Koordinationsform dieselben Leistungen mit geringeren Koordinationskosten erbringen könnte. Doch erweist sich eine Beurteilung der Effizienz bei Abwesenheit von fühlbaren Koordinationsmängeln als ausgesprochen schwierig, da dann die Höhe von Transaktions- bzw. Organisationskosten als Kriterium heranzuziehen wäre. Diese Kosten sind jedoch bereits bei bestehenden Koordinationssystemen nur mit großen Schwierigkeiten zu ermitteln; sie für noch nicht realisierte Koordinationsformen zu bestimmen, erscheint nahezu unmöglich. In diesen Fällen bleibt nach Grossekkettler die Möglichkeit, "in dubio stets die marktwirtschaftskonforme Lösung als effizient (zu) betrachten"³, also grundsätzlich die Koordination über den Markt mittels des Preismechanismus als die kostengünstigste Alternative anzusehen, und nur bei offensichtlich starken Kostenunterschieden zugunsten anderer Koordinationsformen diesen eine höhere Effizienz zuzugestehen.

Geht man jedoch von der Überlegung aus, daß in manchen Bereichen die Koordination durch den Staat oder in Unternehmen in der Tat effizienter ist als über den Markt, so kann auch auf die Voraussetzungen eines funktionsfähigen Wettbewerbsprozesses zwischen verschiedenen Koordinationsinstitutionen sowie der Entwicklung neuer Koordinationsformen zurückgegriffen werden⁴. Die Festschreibung bestimmter Markt-

1 Vgl. ders. 1985, S. 249 f.

2 Vgl. ebenda, S. 251. Auf die Einzelheiten des von Grossekkettler vorgeschlagenen Verfahrens zur Behebung von Koordinationsmängeln kann hier nicht eingegangen werden. Vgl. ebenda, S. 246 ff.

3 Ders. 1982, S. 256.

4 Vgl. H. Gröner 1983, S. 225.

strukturen etwa durch staatliche Regulierungsvorschriften oder durch private Wettbewerbsbeschränkungen deuten allerdings - trotz des Fehlens von Koordinationsmängeln - darauf hin, daß kostengünstigere Koordinationsverfahren angewandt würden, sofern nur ein hinreichend starker Wettbewerbsdruck vorhanden wäre.

5.4.4 Zusammenfassung

Mit dem Konzept der Koordinationseffizienz wurde ein gesamtwirtschaftlich definiertes, dynamisches Effizienzkonzept dargestellt, das es erlaubt, die Koordinationsstruktur der Wirtschaft zu analysieren und ökonomisch zu begründen, warum ein Teil der Aktivitäten auf Märkten, ein anderer jedoch in Hierarchien koordiniert wird.

- Aus der Existenz von Transaktionskosten bei der Koordination ökonomischer Aktivitäten auf Märkten mittels des Preismechanismus sowie von Organisationskosten bei der Koordination in Unternehmen mittels Anweisungen der Unternehmensführung (oder allgemeiner: in Hierarchien durch Anweisungen übergeordneter Instanzen) ist abzuleiten, daß eine statisch effiziente Koordinationsstruktur in der Wirtschaft dann realisiert ist, wenn die Gesamtkosten der Koordination den geringstmöglichen Wert annehmen. Gibt es nur die beiden Koordinationsformen Markt und Unternehmung, dann wachsen die Unternehmen so lange durch Übernahme von vorher über den Markt abgewickelten Transaktionen, bis die marginalen Organisationskosten (der letzten übernommenen Transaktion) gleich den marginalen Kosten der Koordination auf dem Markt sind. Die Koordinationsstruktur wird demnach vom Verhältnis zwischen Transaktions- und Organisationskosten bestimmt.

Während nun die Höhe der unternehmensinternen Organisationskosten vor allem von der absoluten Größe des Unternehmens abhängt, wird die Höhe der Transaktionskosten maßgeblich von den Merkmalen der zu koordinierenden Transaktionen bestimmt. Die Transaktionskosten sind um so geringer, je häufiger die gleichen Transaktionen ausgeführt werden, je weniger transaktionsspezifische Investitionen erforderlich sind

und je geringer die mit einer Transaktion verbundene Unsicherheit ist. Je mehr Transaktionen unternehmensintern ausgeführt werden, um so größer werden die Unternehmen sein und um so höher ist auch der Konzentrationsgrad auf dem Markt (als Ort des Zusammentreffens von Angebot und Nachfrage). Vergleichsweise hohe Konzentrationsgrade auf einzelnen Märkten sind demnach mit hohen transaktions-spezifischen Investitionsaufwendungen sowie hoher Unsicherheit und damit erheblichen Informationskosten zu erklären.

- Eine dynamische Betrachtung der Koordinationsstruktur hat davon auszugehen, daß durch die Einführung technologischer Innovationen neue, komplexe Koordinationserfordernisse entstehen, die auch veränderte Koordinationsformen und -mechanismen notwendig machen. Dynamische Koordinationseffizienz ist gegeben, wenn die bestehende Koordinationsstruktur so flexibel ist, daß sie sich an neue Transaktionserfordernisse anpaßt, und wenn neue (kostensenkende) Koordinationsformen entwickelt und hervorgebracht werden.

Überprüft werden kann die Effizienz mittels des Koordinationsmängelkonzepts, das - jedenfalls dann, wenn tatsächlich in Koordinationsorganisationen die Funktionen mangelhaft erfüllt werden - auch ohne die problematische Ermittlung der Koordinationskosten die Diagnose von Funktionsstörungen erlaubt.

Auch in der Elektrizitätswirtschaft ist in historischer Betrachtung das von Williamson beschriebene Phänomen der Anpassung der Koordinationsstrukturen als Folge technologischer Innovationen zu beobachten. Aus den anfangs kleinen Erzeugungsunternehmen, die nur kleine, unmittelbar benachbarte Gebiete mit Strom versorgten, entwickelten sich in Deutschland mit zunehmender Möglichkeit des Ferntransports von Elektrizität im Lauf der Zeit mehrere vertikal integrierte Verbundunternehmen (neben denen noch zahlreiche regionale und lokale EVU existieren), während in Frankreich durch die Nationalisierung ein vertikal integriertes EVU geschaffen wurde, das nahezu das ganze Land versorgt.

Allerdings ist in beiden Ländern die Koordinationsstruktur in der Elektrizitätswirtschaft durch staatliche Vorschriften bzw. private Wettbewerbsbeschränkungen seit langem verfestigt, so daß eine Weiter-

entwicklung der Koordinationsformen oder eine Selektion ungeeigneter Koordinationsinstitutionen nur vergleichsweise langsam und verzögert erfolgt. Die Frage, ob und inwieweit durch die aktuellen Koordinationsstrukturen in der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland und Frankreich Koordinationseffizienz realisiert wird, soll im III. Teil dieser Arbeit untersucht werden.

Damit werden die Ausführungen zur theoretischen Grundlegung von Effizienzkonzepten abgeschlossen.

Es wurde jeweils ein statisches gesamtwirtschaftliches, ein statisches einzelwirtschaftliches, ein dynamisches einzelwirtschaftliches sowie ein dynamisches gesamtwirtschaftliches Effizienzkonzept dargestellt. Quantifizierbare Effizienzkriterien wurden aus dem Ansatz der Allokationseffizienz abgeleitet, während die übrigen Effizienzkonzepte allein die Bestimmung qualitativer Kriterien erlauben.

Im nun folgenden II. Teil werden darauf aufbauend die deutsche und die französische Elektrizitätswirtschaft einer vergleichenden Betrachtung hinsichtlich der statischen Effizienz unterzogen, wobei zu Beginn eine kurze Einführung in die technischen und ökonomischen Charakteristika der Elektrizitätswirtschaft erfolgt. Die dynamische Effizienz der Elektrizitätswirtschaft wird schließlich im III. Teil der Arbeit untersucht.

II. Teil: Preisbildungsprinzipien und Strompreise - Der statische Effizienzvergleich

6. Kapitel: Vorbemerkungen

Im Rahmen dieses II. Teils werden die oben abgeleiteten Kriterien für eine allokatiosoptimale Preisbildung zur Beurteilung der tatsächlich in Deutschland und Frankreich erhobenen Strompreise verwendet. Damit wird - immer unter den Prämissen des wohlfahrtsökonomischen Modells und unter Beachtung der Bedingtheit der Ergebnisse - eine Aussage darüber möglich, ob und welche Verzerrungen der Konsum- und Produktionsstruktur vorliegen und welches der beiden unterschiedlichen Preissysteme die Kosten der Stromversorgung angemessener widerspiegelt.

Wir behandeln also in diesem Teil allein die Allokationseffizienz, während im III. Teil auf die Frage eingegangen wird, wie beide Elektrizitätsversorgungssysteme hinsichtlich der X-Effizienz zu beurteilen sind. Diese Vorgehensweise erscheint naheliegend, da X-Ineffizienz und "organizational slack" im Grunde das gleiche Phänomen darstellen, das jedoch im Rahmen des Konzepts von Leibenstein (in statischer Sichtweise) eine andere Bewertung erfährt als in der Verhaltenstheorie der Firma (unter dynamischem Aspekt)¹.

Im vorliegenden Kapitel werden zunächst einige grundlegende Fragen angesprochen. Der Abschnitt 6.1 untersucht die bisher nur summarisch erwähnten Branchenbesonderheiten der Elektrizitätswirtschaft, insbesondere die natürliche Monopoleigenschaft. In den darauf folgenden Abschnitten 6.2 und 6.3 wird näher bestimmt, aus welchen Komponenten sich die Kosten in der Elektrizitätswirtschaft zusammensetzen und welche Größe gemeint ist, wenn wir vom "Strompreis" sprechen. Die im 3. Kapitel definierten Kriterien der allokativ effizienten Preisbildung werden schließlich im Abschnitt 6.4 zusammengefaßt.

1 Vgl. unsere Ausführungen auf S. 126, Fn. 3.

6.1 Branchenbesonderheiten in der Elektrizitätswirtschaft

Sowohl auf der Nachfrageseite wie auf der Angebotsseite des Marktes für Elektrizität liegen Bedingungen vor, die diesen Bereich deutlich von anderen Märkten unterscheiden und die als Begründungen für wettbewerbspolitische Ausnahmeregelungen sowie staatliche Interventionen herangezogen werden. Dabei kann zwischen zahlreichen weniger relevanten "Besonderheiten" und einem in der Tat bedeutenden Charakteristikum der Elektrizitätswirtschaft unterschieden werden¹.

6.1.1 Vorgebliche branchenspezifische Charakteristika

(1) "Bei Elektrizität handelt es sich um ein lebensnotwendiges Gut, das in nahezu allen Wirtschaftsbereichen als Produktionsfaktor benötigt wird und auch in den Haushalten unentbehrlich geworden ist". Dieses Argument lag unter anderem der Nationalisierung der französischen Elektrizitätswirtschaft zugrunde², spielt aber in der deutschen Diskussion nur noch eine untergeordnete Rolle³. Zudem werden andere "lebensnotwendige" Güter durchaus auf wettbewerblich organisierten Märkten ohne staatliche Interventionen angeboten. "Lebensnotwendigkeit" kann nicht als Branchenbesonderheit der Elektrizitätsversorgung, geschweige denn als Rechtfertigung für wettbewerbspolitische Ausnahmeregelungen oder verstärkten staatlichen Einfluß angesehen werden.

(2) "Die Nachfrage nach Elektrizität ist eine abgeleitete Nachfrage". Zwar kann Strom vom Nachfrager äußerst vielseitig eingesetzt werden, doch bedarf es bei nahezu allen Verwendungsmöglichkeiten eines Energiewandlers, um die elektrische Energie nutzbar zu machen. Einerseits hängt damit die Nachfrage nach Strom von der Verfügbarkeit, der Zahl und dem Stromverbrauch der eingesetzten Elektrogeräte ab. Andererseits ist eine Substitution von Elektrizität durch andere Energieträger nur möglich,

1 Nicht alle im folgenden genannten "Branchenbesonderheiten" haben in der deutschen und in der französischen Diskussion denselben Stellenwert, doch werden sie in beiden Ländern in unterschiedlicher Kombination immer wieder als Argumente für sektorspezifische staatliche bzw. private Maßnahmen genannt.

2 Vgl. J. Quoilin 1976, S. 146.

3 Vgl. auch W. Schulz 1979, S. 13 f.

wenn gleichzeitig die Energiewandler substituiert werden¹.

Das bedeutet aber auch, daß die Preiselastizität der Stromnachfrage kurzfristig sehr niedrig ist². Und da in realistischer Betrachtung derzeit allein auf dem Teilmarkt für Wärme Substitutionsmöglichkeiten gegeben sind³, lassen sich zwei Schlußfolgerungen ableiten: Eine wesentliche Veränderung des Nachfrageverhaltens nach Strom durch preispolitische Maßnahmen der EVU ist kurzfristig so gut wie nicht zu erreichen. Damit bestehen aber zweitens für die Anbieter von Elektrizität erhebliche preisliche Spielräume, da sie auch bei deutlichen Strompreisanhebungen kurzfristig nicht mit einem starken Nachfragerückgang rechnen müssen.

Daraus läßt sich allerdings nicht die Notwendigkeit einer wettbewerbspolitischen Sonderregelung ableiten. Denn die Tarifpreise unterliegen in Deutschland einer staatlichen Genehmigungspflicht, und die Sonderabnehmerpreise sind der speziellen Mißbrauchsaufsicht nach § 103 GWB unterworfen. Ferner sind die EVU insgesamt auch der allgemeinen Mißbrauchsaufsicht nach § 22 GWB unterstellt, so daß mißbräuchlich überhöhte Strompreise korrigiert werden können⁴. Zudem nimmt die kurzfristig geringe Preiselastizität der Nachfrage auf längere Sicht durchaus höhere Werte an, wie die Erfahrungen aus den Energiepreiserhöhungen im Gefolge der ersten Ölkrise zeigen.

(3) "Die Nachfrage nach Elektrizität unterliegt starken Schwankungen in täglichem, wöchentlichem und jahreszeitlichem Rhythmus". Derartige Schwankungen treten nun auch bei anderen Gütern auf; zum Problem werden sie erst in Verbindung mit der Tatsache, daß sich elektrische Energie nur in ganz beschränktem Umfang und zu hohen Kosten speichern läßt⁵. Eine Produktion von Strom auf Lager ist nicht möglich. Die Nachfrager können aber im Rahmen ihrer maximalen Anschlußleistung jederzeit ihr

1 Vgl. H. Gröner 1975, S. 24.

2 Vgl. die für den Haushaltsbereich durchgeführte empirische Untersuchung von M. Horn/P. Rammner/L. Scholz 1978, S. 60 ff.

3 Vgl. unsere Ausführungen im folgenden Unterabschnitt.

4 Vgl. allerdings zu Wirksamkeit und Problematik der Mißbrauchsaufsicht K. Markert 1981 sowie unsere Ausführungen im Unterabschnitt 10.2.2.2.

5 Eine Speicherung von elektrischer Energie kann nur durch Umwandlung in chemische (Batterien, Akkumulatoren) oder kinetische (Pumpspeicherwerke) Energie erfolgen.

Verbrauchsvolumen selbst bestimmen. Damit ergibt sich für die Produzenten von Elektrizität die Notwendigkeit, ihre Kapazitäten auf die maximale Spitzenlastnachfrage hin auszurichten, selbst wenn eine volle Auslastung nur während relativ kurzer Zeiträume möglich ist.

Dies gilt allerdings nicht nur für die Elektrizitätswirtschaft, sondern - in abgeschwächter Form - für das gesamte Dienstleistungsgewerbe. In der Elektrizitätswirtschaft ist zwar Warteschlangenbildung nicht möglich; um einen Netzzusammenbruch durch Nachfrageüberhang zu vermeiden, können jedoch Rationierungsverfahren angewandt und Abschaltklauseln mit bestimmten Verbrauchern vereinbart werden¹. Ferner können sich die EVU auf die Nachfrageschwankungen, die ja mit einer gewissen Regelmäßigkeit auftreten, einstellen, indem sie unterschiedliche Kraftwerkstypen einsetzen². Kraftwerke, die allein zur Deckung der Spitzenlastnachfrage herangezogen werden, weisen meist hohe variable, aber niedrige fixe Kosten auf, so daß die Kosten ungenutzter Kapazitäten verhältnismäßig gering gehalten werden können³. Und trotz niedriger Preiselastizität der Stromnachfrage kann die Problematik der Spitzenlastnachfrage durch eine lastabhängige Preissetzung gemildert werden, die zu einer Verringerung der maximal notwendigen Produktionskapazitäten sowie zu einem erhöhten Auslastungsgrad führt⁴.

Weder die Spitzenlastproblematik noch die mangelnde Speicherfähigkeit von Elektrizität erfordern demnach wettbewerbspolitische Ausnahmeregelungen oder weitere staatliche Eingriffe für die Elektrizitätswirtschaft⁵.

1 Vgl. unsere Ausführungen auf S. 67, Fn. 2

2 Vgl. zur Abgrenzung von Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken unsere Ausführungen auf S. 205 f.

3 Vgl. unsere Ausführungen im Abschnitt 6.2.

4 Vgl. Unterabschnitt 3.2.5.

5 Eine weitere Möglichkeit, der Spitzenlastproblematik zu begegnen, besteht in der Kooperation von EVU mit unterschiedlichen, sich ergänzenden Lastverläufen. Je nach Art und Umfang der Kooperation wäre dafür allerdings eventuell ebenfalls eine wettbewerbspolitische Ausnahmeregelung (nämlich vom allgemeinen Kartellverbot des § 1 GWB) erforderlich. Diese ist in ihren Auswirkungen jedoch als viel weniger weitreichend einzuschätzen als die Bereichsausnahme nach § 103 GWB. Vgl. hierzu N. Eickhof 1985a, S. 10, sowie ders. 1982, S. 205 ff., 240 ff.

(4) "Auf der Angebotsseite der Elektrizitätsversorgung liegt eine sehr hohe Kapitalintensität, verbunden mit langer Ausreifungszeit von Investitionen und Langlebigkeit der Anlagen, vor". Die EVU gehören sowohl in Deutschland als auch in Frankreich zu den größten Investoren des produzierenden Gewerbes.

Allerdings wälzen die EVU einen Teil der hohen Kapitalkosten im Transport- und Verteilungsbereich und damit auch des daraus resultierenden Risikos auf die Verbraucher ab, indem Zuschüsse zu den Baukosten der Verteilungsnetze und zu den Hausanschlußkosten erhoben werden¹. In der Produktion von Elektrizität hingegen ist die Kapitalintensität keineswegs außergewöhnlich hoch, sondern durchaus mit der in anderen Wirtschaftsbereichen vergleichbar.

Die relativ langen Planungszeiträume erschweren die Investitionsentscheidungen in der Tat erheblich, doch kann auch dieses Merkmal nicht als spezifische Branchenbesonderheit der Elektrizitätswirtschaft angesehen werden, sondern ist bei der Errichtung hochkomplexer Anlagen immer gegeben, ohne daß deshalb derartige Unternehmen einen besonderen staatlichen Schutz vor Wettbewerb erhalten würden. Im Gegenteil: Eine so begründete Ausnahmeregelung würde besonders großen Unternehmen eine andere, privilegierte Stellung gegenüber kleinen und mittleren Firmen zuweisen, was sicherlich nicht im Sinne der geltenden marktwirtschaftlichen Ordnung sein kann. Die allgemeine Mißbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen sowie die Verbotsvorschriften des Kartellgesetzes haben daher auch die durch hohe Kapitalintensität und langdauernde Planungs- und Investitionsprozesse gekennzeichneten Branchen zu erfassen².

Die hier genannten Branchenbesonderheiten erweisen sich also nicht als stichhaltige Begründung für staatliche und private Wettbewerbsbeschränkungen, wettbewerbspolitische Ausnahmeregelungen sowie weitere staat-

1 Vgl. H. Gröner 1975, S. 391 f.

2 Vgl. auch N. Eickhof 1985a, S. 8 f.

liche Interventionen¹. Solche Maßnahmen könnten aber dadurch gerechtfertigt sein, daß in der Elektrizitätswirtschaft ein natürliches Monopol vorliegt.

6.1.2 Die Elektrizitätswirtschaft - ein natürlicher Monopolbereich?

Die natürliche Monopoleigenschaft der Elektrizitätswirtschaft wird üblicherweise unter anderem mit der Leitungsgebundenheit der Versorgung begründet. Allerdings bildet "die Elektrizitätswirtschaft" keinen einheitlichen Markt; vielmehr ist zwischen den vertikal aufeinander folgenden Stufen Produktion, großräumige Verteilung (Transmission) und lokale Verteilung (Distribution) von Elektrizität zu unterscheiden².

Ferner ist zu beachten, daß Elektrizität kein homogenes Gut (oder spezieller: keine homogene Dienstleistung) darstellt. Denn gemäß den (sachlichen) Präferenzen der Nachfrager ist der Gesamtmarkt für Strom in die Teilmärkte für Lichtstrom, Kraftstrom und Wärmestrom aufzuspalten³, auf denen die Elektrizität jeweils in unterschiedlich starker Substitutionskonkurrenz zu anderen Energieträgern steht. Daher können EVU als Mehrproduktunternehmen angesehen werden, so daß das Vorliegen eines natürlichen Monopols, also die Subadditivität der Gesamtkostenfunktion, theoretisch anhand der hinreichenden Bedingung "sinkende Durchschnittskosten bei proportionaler Erhöhung des Outputs" sowie eventuell vorliegender Verbundvorteile zu bestimmen ist⁴.

1 Das Vorliegen von Branchenbesonderheiten und die daraus folgende Notwendigkeit wettbewerbsbeschränkender Maßnahmen des Staates werden in Deutschland auch weitgehend allein von Vertretern der Elektrizitätswirtschaft postuliert, während Wettbewerbs- und Ordnungstheoretiker eine ablehnende Haltung dazu einnehmen. In Frankreich stellt sich die Situation insofern anders dar, als sich das nahezu monopolistische EVU in öffentlichem Eigentum befindet und die (angestellte) Unternehmensführung daran interessiert ist, direkte staatliche Eingriffe in die Geschäftspolitik möglichst zu minimieren. Vgl. auch unsere Ausführungen im Abschnitt 11.2.

2 Vgl. auch N. Eickhof 1985a, S. 11.

3 Vgl. U. Brandt 1977, S. 95 f., sowie unsere Ausführungen auf S. 93, Fn. 3.

4 Vgl. unsere Ausführungen im Unterabschnitt 4.1.2.

- Zuerst sei die Produktionsstufe betrachtet. Elektrizität wird in Kraftwerken mit unterschiedlichen Technologien produziert. Je nach eingesetzter Primärenergie liegt die Betriebsgröße zwischen unter 1 MW (Laufwasserkraftwerke) und 1300 MW (Kernkraftwerke) Engpaßleistung. Die optimale Betriebs- (d.h. Block-)größe ist dabei über lange Zeit hinweg angestiegen, stagniert jedoch seit etwa 1975 und liegt seither bei konventionellen thermischen Kraftwerken (z.B. Steinkohlekraftwerken) in der Größenordnung von 600 MW Engpaßleistung, bei Kernkraftwerken über 1000 MW¹.

Betrachtet man jetzt einzelne Kraftwerke², so ist festzustellen, daß in Grundlastkraftwerken, die hohe fixe und relativ niedrige variable Kosten aufweisen, bei zunehmender Kapazitätsauslastung sinkende Durchschnittskosten auftreten. Dagegen ist in Spitzenlastkraftwerken, die durch niedrige Fixkosten, aber sehr hohe variable Kosten gekennzeichnet sind, mit konstanten oder sogar ansteigenden Durchschnittskosten bei steigender Auslastung zu rechnen³. Dazu kommen jeweils noch die je nach Kraftwerkstyp und Blockgröße unterschiedlich hohen fixen Kosten der notwendigen Reservekapazitäten.

Ein EVU verfügt jedoch im allgemeinen - beispielsweise wegen der Spitzenlastproblematik - über verschiedene Kraftwerkstypen. Im Rahmen eines Kraftwerksparks werden dann zur Deckung der Nachfrage in Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastzeiten sukzessive Kraftwerke mit höheren Durchschnittskostenniveaus und unterschiedlich zusammengesetzten Kosten eingesetzt. Für einen ganzen Kraftwerkspark mit einem gegebenen Mischungsverhältnis der Technologien liegen deshalb keine eindeutig steigenden, sondern konstante oder abnehmende Skalenerträge vor⁴. D.h., die Bedingung der Subadditivität der Kostenfunktion ist mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht gegeben.

1 Vgl. auch H.-P. Haubrock 1973, S. 59, Monopolkommission 1976, S. 400, Tab. 67, sowie N. Eickhof 1985a, S. 8.

2 Die einzelnen Kraftwerkstypen werden im Unterabschnitt 6.2.2 genau definiert.

3 Vgl. z.B. U. Hansen 1983, S. 76 f.

4 Die Skalenerträge werden immer unter der Voraussetzung proportionaler Mengenexpansion definiert. Vgl. auch Ch. B. Blankart 1979, S. 7.

Diese Feststellung ist noch durch eine weitere Beobachtung zu erhärten. Vergleicht man die Erzeugungskapazitäten der einzelnen Unternehmen mit der Nachfrage nach Strom in nationaler oder regionaler Abgrenzung, so übersteigt die Nachfrage um ein Vielfaches selbst die Kapazitäten der größten Erzeugerunternehmen¹. Damit wird deutlich, daß auf der Produktionsstufe der Elektrizitätswirtschaft kein natürliches Monopol vorliegt.

(2) Die Transmission, also der über- und interregionale Transport von Strom, ist an Leitungen gebunden und damit äußerst kapitalintensiv. Der überwiegende Teil der Kosten besteht aus Fixkosten. In bezug auf die Länge der Leitungen liegen nun annähernd konstante Skalenerträge vor; beispielsweise verdoppeln sich die Kosten der Transmission, wenn die Entfernung, die überbrückt wird, ebenfalls auf das Doppelte steigt. Auch mit zunehmender Spannung steigen die Kosten proportional an. D.h., bei einer Verdoppelung der Voltzahl verdoppeln sich die Leitungskosten ebenfalls. Allerdings steigt die Kapazität der Leitung im Vergleich zur Spannung exponentiell mit dem Faktor 2, so daß demnach die Transmissionskosten je kWh auf die Hälfte sinken, wenn die Voltzahl verdoppelt wird². Und auch die Transformation, also die Umspannung von Elektrizität, ist durch sinkende Durchschnittskosten bei steigender Spannung gekennzeichnet³.

Damit sinken die Durchschnittskosten mit steigender Durchleitungsmenge an Strom, und es liegen permanent zunehmende Skalenerträge vor. Der Transmissionsbereich stellt also ein natürliches Monopol dar, das auch bei weiter ansteigender Nachfrage Bestand hat. Doch könnte selbst dieses natürliche Monopol durch eine neue, kostengünstigere Technik des weiträumigen Stromtransports erodiert werden, ebenso wie die permanent fallenden Durchschnittskosten ab einer - bisher noch nicht erreichten - Nachfragemenge wieder steigen könnten.

1 Vgl. N. Eickhof 1985a, S. 11 f.

2 Vgl. E. Kaufer 1981, S. 12 f.

3 Vgl. U. Brandt 1977, S. 93.

(3) Die Distribution von Elektrizität ist ebenfalls leitungsgebunden. Während nun die Dichte der Nachfrager in einem lokalen Versorgungsgebiet und die absolute Größe des Verteilungsnetzes einen annähernd proportionalen Kostenverlauf verursachen - bei einer Verdoppelung der Fläche des Versorgungsgebietes steigen auch die Gesamtkosten auf das Doppelte -, sinken die Durchschnittskosten mit zunehmender Kapazität des Distributionsnetzes. D.h., je größer die Zahl der Abnehmer ist, die durch eine gemeinsame Leitung versorgt werden, je höher die Strommenge ist, die verbraucht wird, und je besser sich die individuellen Lastverläufe ergänzen, desto größer sind die erzielbaren Verbundvorteile in der Verteilung¹.

Damit ist generell davon auszugehen, daß auch in der Distribution von Elektrizität ein natürliches Monopol gegeben ist. Steigt allerdings die Nachfrage über die Kapazität des bestehenden Verteilungsnetzes hinaus (oder wird eine neue Technik der Stromverteilung entwickelt), so kann die Subadditivität der Kostenfunktion nicht mehr gegeben sein und Wettbewerb zu besseren Ergebnissen führen.

Auch die Substitutionskonkurrenz durch andere Energieträger ist auf der Distributionsstufe nicht außer acht zu lassen. Zwar stehen der Elektrizität auf dem Lichtmarkt keinerlei ökonomisch bedeutsame Substitute gegenüber, und im (stationären) Kraftbereich gibt es - bei Gewerbeabnehmern noch eher als bei Haushaltsabnehmern - lediglich Substitute von geringer praktischer Relevanz, etwa stationäre Diesellaggregate. Auf dem Wärmemarkt allerdings steht Elektrizität in starkem Wettbewerb zu Kohle, Gas, Öl und Fernwärme. Somit ist hier eine Relativierung der natürlichen Monopolstellung bzw. eine Beschränkung der unternehmerischen Preisspielräume durch Substitutionskonkurrenz durchaus möglich; doch

1 Vgl. Ch. B. Blankart 1979, S. 8, sowie E. Kaufer 1981, S. 12. Während Kaufer die Schlußfolgerung zieht, daß in der Distribution kein natürliches Monopol vorliege und Konkurrenz zwischen vielen kleinen Verteilungsnetzen möglich sei, gewinnt Blankart den umgekehrten Schluß aus den empirischen Tatsachen. Wir gehen hier allerdings allein vom (idealtypischen) Verteilungskostenverlauf aus; berücksichtigt man eventuelle X-Ineffizienzen, kann sich, wie bereits gezeigt wurde, ein anderes Ergebnis einstellen. Vgl. unsere Ausführungen auf S. 86.

wird auf diesem Teilmarkt weniger als ein Drittel des gesamten Stromabsatzes getätigt¹.

Eine Trennung der vertikal aufeinander folgenden Stufen Produktion, Transmission und Distribution von Strom führt also zu einer Konkretisierung und Relativierung der Ansicht, die Elektrizitätswirtschaft sei "ein Paradebeispiel für die These vom natürlichen Monopol"². Nur im Transmissionsbereich und, mit Einschränkungen, im Distributionsbereich liegen in statischer Betrachtung tatsächlich natürliche Monopole vor, existieren also sinkende Durchschnittskosten bzw. subadditive Kostenfunktionen, während die Produktion von Elektrizität keine zunehmenden, sondern konstante oder abnehmende Skalenerträge aufweist.

Inwieweit nun dieses Versagen des Wettbewerbs in Teilbereichen der Elektrizitätswirtschaft dazu führen muß, daß die gesamte Elektrizitätswirtschaft der "sichtbaren Hand des Staates" unterstellt wird, wie es in den meisten Ländern praktiziert wird, ist umstritten.

Geht man, entsprechend einem Vorschlag von Gröner, davon aus, daß die Produktion von Strom sehr wohl von dessen Transmission und Distribution zu trennen ist, sind tiefgreifende Veränderungen der derzeitigen Organisation der Elektrizitätswirtschaft möglich³. So könnte ein wettbewerblicher Markt für den Stromabsatz an Endverbraucher etabliert werden, auf dem die Elektrizitätsproduzenten, also die Kraftwerksbetreiber, als Anbieter und Gruppen von Konsumenten als Nachfrager auftreten, die mittelfristige Lieferverträge miteinander abschließen. Ein ebenfalls wettbewerblicher Markt für Aushilfslieferungen der Kraftwerke untereinander, der ständige Lieferbereitschaft und damit Versorgungssicherheit garantiert, käme ergänzend hinzu. Ferner könnten Märkte für Stromtransporte entstehen, wobei die Transportleistungen auf den verschiedenen Spannungsebenen von privaten Unternehmen an die Endverbrauchergruppen verkauft würden. Zwar müßten die Leitungsmonopole auch weiterhin einer staatlichen Kontrolle unterstehen; diese wäre jedoch bei einstufigen Unternehmen erheblich einfacher durchzuführen als bei den derzeitigen vertikal integrierten EVU.

1 Vgl. E. Kaufer 1981, S. 12.

2 W. Schulz 1979, S. 40.

3 Vgl. zum folgenden ausführlich H. Gröner 1975, S. 420 ff.

Die Auswirkungen einer derartigen Veränderung der Ordnung der Elektrizitätswirtschaft sind nur ansatzweise vorhersehbar. Mit Sicherheit sind jedoch erhebliche Übergangsprobleme zu erwarten¹. Ob eine die seit Jahrzehnten bestehenden Ausnahmeregelungen und Versorgungsstrukturen aufhebende Reform (selbst in kleinen Schritten) politisch durchsetzbar ist, muß zudem bezweifelt werden².

Die Ansicht, die Produktion von Elektrizität sei völlig unabhängig vom Transport und von der Verteilung durchzuführen, fand allerdings kaum Zustimmung. Sieht man aber Erzeugung, Fortleitung und Distribution als nicht voneinander zu trennen an, sei es aus Transaktionsgründen³ oder aufgrund der technischen Verbundenheit der drei Stufen⁴, so kann in kurzfristiger Sicht die Elektrizitätswirtschaft als natürliches Monopol gelten. Damit ist zu untersuchen, ob der natürliche Monopolbereich von Staats wegen vor dem Marktzutritt potentieller Konkurrenten abzuschotten ist und ob die Nachfrager vor monopolistischer Preispolitik zu schützen sind.

Tatsächlich werden in Deutschland und in Frankreich sowohl Produzentenschutz als auch Konsumentenschutz praktiziert. Zum einen ist der Marktzutritt für Neuanbieter überhaupt nicht möglich, wobei die "Märkte", also die Versorgungsgebiete, in Deutschland regional bzw. lokal abgegrenzt sind, während in Frankreich ein Unternehmen das gesamte Staatsgebiet versorgt. Zum anderen unterliegen die Strompreise staatlicher Aufsicht bzw. Genehmigungspflicht⁵, und für die EVU besteht ein Kontrahierungszwang gegenüber Tarifabnehmern.

1 Vgl. ebenda, S. 441.

2 Während sich die Struktur der deutschen Elektrizitätswirtschaft bereits in den 20er Jahren dieses Jahrhunderts herausbildete, wurde die ursprünglich ähnlich aufgebaute französische Elektrizitätswirtschaft im Jahr 1946 nationalisiert und einem einzigen Unternehmen übertragen. Vgl. ebenda, S. 46 ff., sowie B. Chenot 1977, S. 48 ff.

3 Vgl. I. Vogelsang 1982, S. 12.

4 Damit ist gemeint, daß Produktions- und Transmissionsanlagen zumindest teilweise substituierbar sind; großräumige Verbundnetze können z.B. Kraftwerksblöcke, die nur als Reserve dienen, ersetzen. Vgl. W. Schulz 1979, S. 100 f.

5 Vgl. zu den Einzelheiten unsere Ausführungen im 7. und 8. Kapitel.

Dennoch stellt gerade in der Elektrizitätswirtschaft das Vorliegen eines natürlichen Monopols keine überzeugende Rechtfertigung der genannten Staatsinterventionen dar. Denn die hohe Kapitalintensität bedeutet doch, daß ein in einem Versorgungsgebiet etabliertes Unternehmen hohe Investitionen in Anlagen getätigt hat, die speziell auf die Bedingungen in dem jeweiligen Markt abgestimmt sind und nicht einfach in einen anderen Markt transferiert werden können. Mit anderen Worten: Es liegen versunkene Kosten in erheblicher Höhe vor, die Markteintrittshindernisse darstellen und einen wesentlichen Schutz des etablierten Unternehmens vor Konkurrenz bedeuten¹. Somit sind zusätzliche Marktzugangsbeschränkungen (etwa durch staatlich autorisierte, private Gebietschutzabreden) unter Effizienzgesichtspunkten überflüssig.

Zudem gäbe es die Möglichkeit, in den natürlichen Monopolbereichen Wettbewerb um die Versorgung durchzuführen, also die Versorgungsgebiete wettbewerblich auszuschreiben. Zwar sind derartige Demsetz-Auktionen nicht problemlos und insbesondere nicht kostenlos durchzuführen². Angesichts der umfassenden Vorschriften, die den EVU (in Deutschland wie in Frankreich) bezüglich der Versorgung vor allem der Tarifabnehmer gemacht werden (die ebenfalls Informations- und Durchsetzungskosten verursachen), würde aber als entscheidender zusätzlicher Kostenfaktor wohl nur die Organisation des Ausschreibungsverfahrens verbleiben.

Die vorliegende Arbeit zielt jedoch nicht auf die Untersuchung möglicher alternativer Organisationen der Elektrizitätswirtschaft, sondern vergleicht zwei bestehende Versorgungssysteme. Daher wird im 7. und 8. Kapitel dargestellt, welche Ergebnisse mit den genannten staatlichen Eingriffen in bezug auf die Realisierung der Allokationseffizienz in der Elektrizitätswirtschaft erreicht werden und zu welchen Unterschieden die andersartige Abgrenzung des "relevanten Marktes" in Deutschland und Frankreich führt.

1 Vgl. unsere Ausführungen im Unterabschnitt 5.3.2.

2 Vgl. Unterabschnitt 4.3.1.

6.2 Die Kostenstruktur in der Elektrizitätswirtschaft

Um beurteilen zu können, ob die von den EVU erhobenen Strompreise die Effizienzkriterien erfüllen, muß zunächst die Kostenstruktur in der Elektrizitätswirtschaft untersucht werden. Die bisherigen Überlegungen ergaben bereits das grundsätzliche Resultat, daß sich die Preise für Elektrizität an den langfristigen Grenzkosten der Versorgung orientieren sollten. Im vorliegenden Abschnitt wird dargelegt, wie sich diese im einzelnen zusammensetzen.

6.2.1 Die Abgrenzung der Kosten

(1) Während bei einer Vollkostenbetrachtung mit Durchschnittswerten operiert wird, beinhaltet die Definition der Grenzkosten eine Orientierung an zusätzlichen marginalen Kosten. Dabei handelt es sich im Fall der Elektrizitätswirtschaft um die Kosten einer zusätzlich produzierten bzw. verteilten Kilowattstunde (kWh)¹.

Wie bereits erläutert, werden die kurzfristigen Grenzkosten unabhängig von den fixen Produktionsfaktoren bestimmt. Das bedeutet, daß die kurzfristigen Grenzkosten der Stromversorgung insbesondere durch den Brennstoffeinsatz determiniert werden, da in der Verteilung nahezu keine variablen Produktionsfaktoren vorliegen. Im Rahmen eines bestehenden Kraftwerksparks werden nun entsprechend dem Lastverlauf sukzessive Kraftwerke mit höheren Brennstoffkosten eingesetzt²; somit sind die kurzfristigen Grenzkosten mit den variablen Durchschnittskosten des jeweils letzten noch eingesetzten Kraftwerks gleichzusetzen. Das heißt, daß die kurzfristigen Grenzkosten im Grundlastbereich einen niedrigeren Wert annehmen als im Mittellastbereich und im Spitzenlastbereich am höchsten sind.

1 Vgl. grundsätzlich unsere Ausführungen im Unterabschnitt 3.2.2.

2 Vgl. im einzelnen die Ausführungen im nächsten Unterabschnitt.

Dagegen werden die langfristigen Grenzkosten durch eine neue, zukünftig zu errichtende Erzeugungs- oder Verteilungsanlage bestimmt¹. Sie sind maßgeblich für die Entscheidung über eine optimale Kapazitätsausweitung.

Während nun jedes Unternehmen, das in Kapazitätserweiterungen investieren will, Prognosen der Nachfrageentwicklung, des technischen Fortschritts und der Faktorpreisveränderungen erstellen muß, die unter um so höherer Unsicherheit getroffen werden, je länger die Ausreifungszeit der Investitionen ist², bereitet die Ermittlung der langfristigen Grenzkosten in der Elektrizitätswirtschaft aus zwei Gründen besondere Schwierigkeiten:

a) Zum einen beeinflußt jede Erweiterung der (Erzeugungs- und Verteilungs-) Kapazitäten die Auslastung und damit die kurzfristigen Grenzkosten der bestehenden Anlagen. In bezug auf die Kraftwerke bedeutet das, daß sich ihr optimaler Einsatz in den einzelnen Lastbereichen verschiebt. Neue Kraftwerke hatten aufgrund wachsender Blockgröße, höherer Wirkungsgrade und insgesamt verbesserter Technik bisher meist niedrigere variable Kosten als alte Aggregate, so daß sie zunächst überwiegend im Grundlastbereich arbeiteten, während ältere Anlagen nach und nach für Mittel- lasterzeugung und schließlich nur noch zur Spitzenlastdeckung oder als Reservekapazität eingesetzt wurden. Zwischen der bestehenden Produktionsstruktur und den Investitionsentscheidungen liegen also wechselseitige Interdependenzen vor³.

b) Zum anderen kann sich mit der rhythmisch schwankenden Nachfrage nach Strom auch deren Struktur verändern, also das Verhältnis zwischen benötigtem Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlaststrom. Dann wird aber für die zuzubauende Kapazität eventuell eine andere Technologie verwendet, als wenn die Nachfrage in allen Lastbereichen gleichmäßig wüchse. Dementsprechend werden auch die langfristigen Grenzkosten einer Kapazitätsausdehnung im Grundlastbereich eine andere Höhe haben als die einer Kapazitätserhöhung im Spitzenlastbereich.

1 Vgl. D. Schmitt et al. 1978, S. 89.

2 Vgl. auch W. Mönig 1975, S. 179 f., 220 ff.

3 Vgl. ebenda, S. 179. Derzeit weisen neue Kraftwerke nur mehr geringfügig niedrigere Durchschnittskosten auf als ältere Anlagen. Vgl. die folgenden Ausführungen.

Der langfristige Verlauf der Grenzkosten war wegen des technischen Fortschritts sowie der Größendegression bei steigenden Kraftwerksblockgrößen in der Vergangenheit stark sinkend. Seit den Energiekrisen der 70er Jahre werden jedoch diese technischen Determinanten im Erzeugungsbereich überlagert vom starken Anstieg der Faktorpreise, insbesondere der Brennstoffpreise. Mit zunehmender Bedeutung des Kernenergieeinsatzes spielen andererseits die schwankenden Kosten von Mineralöl und Kohle keine dominierende Rolle mehr. Zusätzlich sind in den letzten Jahren die Aufwendungen für Umweltschutzinvestitionen erheblich angestiegen, die die Baukosten für neue Kraftwerke gegenüber der Vergangenheit stark zunehmen lassen, zumal auch keine steigenden Betriebsgrößen mehr zu verzeichnen sind.

Demnach liegen in der Stromproduktion derzeit konstante oder eventuell steigende, keinesfalls jedoch fallende langfristige Grenzkosten vor. Für den Transport- und Verteilungsbereich allerdings sind wohl nach wie vor langfristig fallende Grenzkosten gegeben, die das natürliche Monopol in der Transmission und Distribution von Elektrizität begründen.

Die Relation von kurzfristigen zu langfristigen Grenzkosten ist angesichts der geschilderten Besonderheiten schwer zu bestimmen. Bei Transport und Verteilung liegen in der Regel die kurzfristigen unter den langfristigen Grenzkosten, da hier - wie gesagt - nahezu keine variablen Kosten entstehen. Zudem ist immer eine gewisse Kapazitätsreserve vorhanden, um Netzzusammenbrüche zu vermeiden; daher liegt die tatsächliche Kapazitätsauslastung stets unter der optimalen¹.

Auch im Produktionsbereich werden Reservekapazitäten (Ausfall-, Zuwachs- und Überholungsreserven²) vorgehalten. Geht man nun davon aus, daß zum einen die EVU die Struktur des erwarteten Nachfragezuwachses

1 Vgl. unsere Ausführungen im Unterabschnitt 3.2.2.

2 Vgl. S. 3 in dieser Arbeit.

richtig prognostizieren und zum anderen neue Kraftwerke nicht mehr wesentlich niedrigere Durchschnittskosten aufweisen als die bestehenden Kraftwerke, so liegen die kurzfristigen Grenzkosten der Produktion gegenwärtig ebenfalls unter den langfristigen.

(2) Die Gesamtkosten der Stromversorgung werden üblicherweise unterteilt in Arbeits- und Leistungskosten. Die Arbeitskosten¹ sind variable Kosten und stellen die Erzeugungs- und Transportkosten der tatsächlich in einem bestimmten Zeitraum produzierten Strommenge dar. Sie variieren im Zeitablauf beträchtlich, da sie ja abhängig sind von der Art der eingesetzten Kraftwerke und von der Kapazitätsauslastung der Anlagen, die wiederum vom Lastverlauf in einem Zeitraum bestimmt werden. Während die Arbeitskosten der Elektrizitätsproduktion im wesentlichen die Brennstoffkosten umfassen (nur 15% der Brennstoffkosten entstehen durch feste Verluste sowie Eigenverbrauch und werden demnach den Leistungskosten zugeschlagen²), bestehen die Arbeitskosten der Verteilung aus den Kosten der Netzverluste (Stromwärmeverluste), die abhängig sind von der Spannungsstufe und der Netzbelastung.

Die Leistungskosten sind dagegen fixe Kosten und fallen durch die Errichtung der Kapazitäten an; es handelt sich dabei also um die Investitionskosten für die Kraftwerke und für das Transport- und Verteilungsnetz. Ihre Höhe ist abhängig von der elektrischen Leistung, die mit den vorhandenen Anlagen maximal erzeugt bzw. weitergeleitet werden kann, jedoch im allgemeinen nicht vom Zeitpunkt oder Umfang der Leistungsabgabe³.

1 Der Begriff bezieht sich auf die elektrische Arbeit und ist nicht zu verwechseln mit den Arbeitskosten der betriebswirtschaftlichen Kostentheorie (Kosten des Produktionsfaktors Arbeit).

2 Vgl. H. Solling 1971, S. 16.

3 Neben den Investitionskosten zählen auch die Unterhaltungs-, Bedienungs- und Verwaltungskosten der Anlagen, Steuern, Versicherungen sowie die festen, technisch bedingten Verluste bei Erzeugung und Verteilung zu den Leistungskosten. Vgl. ebenda, S. 18.

Die Aufteilung der Leistungskosten auf die Erzeugungsanlagen und den Transport- und Verteilungsbereich hängt stark von den eingesetzten Technologien ab. Ein Land, dessen Stromerzeugung in größerem Umfang auf Wasserkraftwerken und Kernkraftwerken beruht, wird einen weitaus höheren Anteil der Gesamtinvestitionen für den Erzeugungsbereich aufwenden müssen als ein Land mit wenigen ausbaufähigen Wasserreservoirs und weitgehend konventionellen thermischen Kraftwerken. Auch vom Grad der Verkabelung des Leitungsnetzes hängt die Relation der Leistungskosten in Netz- und Erzeugungsanlagen ab¹.

Das Verhältnis von Leistungs- zu Arbeitskosten bei der Erzeugung schwankt mit der Nachfrage nach elektrischer Energie im Tages- und Jahresablauf². Dagegen sind die Transport- bzw. Verteilungskosten zum überwiegenden Teil Leistungskosten, also Investitionskosten für das Netz. Daraus ergibt sich die bekannte Tatsache, daß im Leitungsbereich die Grenzkosten erheblich unter den Durchschnittskosten liegen.

Leistungskosten haben weitgehend den Charakter von Gemeinkosten bzw. verbundenen Kosten, da die Anlagen von vielen oder allen Nachfragern gemeinsam genutzt werden, oder umgekehrt: da es erhebliche (Kooperations-)Vorteile für die Anbieter mit sich bringt, verschiedene Kundengruppen gemeinsam zu versorgen. Diese Kosten sind also weder den einzelnen Nachfragern bzw. Kundengruppen noch den einzelnen Outputeinheiten direkt zurechenbar. Dagegen können die Arbeitskosten, die ja direkt outputabhängig sind, den einzelnen Erzeugungseinheiten (hier: Kilowattstunden) zugerechnet werden.

Als dritte Kostenkategorie sind in diesem Zusammenhang die abnehmerabhängigen Kosten zu nennen. Dabei handelt es sich um Kosten für den Hausanschluß, für Zählerinstallation und Verbrauchsabrechnung, die dem einzelnen Nachfrager direkt angelastet werden können, häufig jedoch in die Verteilungskosten eingehen.

1 Vgl. W. Schulz 1979, S. 104, und die dort angegebene Literatur.

2 Vgl. B. Mitchell/J. Müller 1978, S. 626.

(3) Bereits angesprochen wurde die Unterscheidung zwischen den Kosten der Erzeugung und den Kosten des Transports bzw. der Verteilung. Als Erzeugungskosten werden im allgemeinen die Kosten der Stromproduktion im Kraftwerk bis zur Überspannungsklemme des Maschinentrafos bezeichnet, als Transport- bzw. Verteilungskosten¹ die Kosten der Weiterleitung der elektrischen Energie über die verschiedenen Spannungsstufen bis zum jeweiligen Endverbraucher. Die Relation zwischen Produktions- und Transport- bzw. Verteilungskosten wird im wesentlichen durch die "Entfernung" zwischen Kraftwerk und Verbraucher bestimmt. Für die Belieferung aus dem Hochspannungsnetz entstehen vergleichsweise geringe Verteilungskosten, während die Belieferung aus dem Niederspannungsnetz durch die Umspannung von Hoch- auf Mittel- und von Mittel- auf Niederspannung sowie durch die Inanspruchnahme der verschiedenen Netzebenen wesentlich höhere Verteilungskosten verursacht.

Die absolute Höhe der Verteilungskosten hängt von weiteren Bestimmungsfaktoren wie der verwendeten Technologie (Kabel- oder Freileitung) oder dem Zeitpunkt der Stromabnahme ab, ebenso wie die Erzeugungskosten in Abhängigkeit vom Lastverlauf variieren².

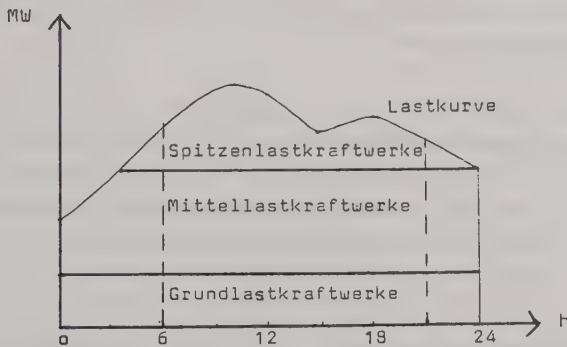
1 Zur Abgrenzung von Transport- und Verteilungsnetz siehe 6.2.3.

2 Auf die Einzelheiten wird in den beiden folgenden Abschnitten 6.2.2 und 6.2.3 eingegangen.

6.2.2 Die Kosten der Stromerzeugung

Elektrische Energie wird mittels unterschiedlicher Technologien erzeugt, die jeweils abweichende Relationen von Leistungs- zu Arbeitskosten aufweisen. Entsprechend diesen unterschiedlichen Kostenfunktionen werden die einzelnen Kraftwerkstypen in den Lastbereichen eingesetzt (vgl. Abb. 6.1).

Abb. 6.1: Lastverlauf und Kraftwerkseinsatz



Quelle: K. Meier 1983, S. 12.

Obwohl eine eindeutige Abgrenzung der Lastbereiche nicht möglich ist, besteht in der Praxis folgende Definition der einzelnen Kraftwerkstypen: Kraftwerke im Grundlastbereich arbeiten je nach Arbeitsausnutzung etwa 5000 bis 7000 Volllaststunden im Jahr. Dabei handelt es sich um Anlagen, die hohe Leistungs-, also Fixkosten, und relativ niedrige Arbeits-, also variable Kosten aufweisen. Je höher die Verfügbarkeit und damit die Kapazitätsauslastung ist, um so niedriger liegen auch die Durchschnittskosten, mit denen Grundlastkraftwerke arbeiten. Im allgemeinen handelt es sich um Kernkraftwerke sowie um Laufwasserkraftwerke, in Deutschland auch um Braunkohlenkraftwerke.

Zur Deckung der Spitzenlast hingegen werden Kraftwerke mit vergleichsweise sehr niedrigen Leistungskosten, aber hohen Arbeitskosten herangezogen¹.

Diese Kraftwerke werden nur zwischen 500 und 2000 Stunden jährlich beansprucht; bei höherer zeitlicher Ausnutzung würden die Durchschnittskosten der Erzeugung stark ansteigen.

Als Spitzenlastkraftwerke werden Speicher-, Pumpspeicher- und Gasturbinenkraftwerke eingesetzt, sowie - im unteren Spitzenlastbereich - solche thermischen Kraftwerke, deren Technik veraltet ist und die im normalen Grund- oder Mittellastbetrieb wesentlich höhere variable Kosten aufweisen als modernere Kraftwerke².

Mittellastkraftwerke liegen sowohl mit den Leistungs- als auch mit den Arbeitskosten zwischen den beiden anderen Typen. Sie sind flexibler als Grundlastkraftwerke und werden, dem Lastverlauf folgend, in Schwachlastzeiten teilweise abgeschaltet. Es handelt sich um thermische Kraftwerke, die überwiegend mit Steinkohle, zum Teil auch noch mit Öl und Erdgas betrieben werden.

Die Elektrizitätserzeugung erfolgt dann in effizienter Weise, wenn die im Tagesablauf schwankende Nachfrage nach Strom in einem Versorgungsgebiet zu jedem Zeitpunkt zu den jeweils geringstmöglichen Durchschnittskosten befriedigt wird. Der optimale Technologiemix variiert je nach Lastverlauf und wird von einem Lastverteiler ermittelt: In Zeitperioden mit geringer Elektrizitätsnachfrage werden die Kraftwerke mit den niedrigsten Arbeitskosten, also die Grundlastkraftwerke, eingesetzt. Steigt der Strombedarf, so werden sukzessive die Kraftwerke mit den nächsthöheren variablen Kosten zugeschaltet und bis an die Kapazitätsgrenze ausgelastet. In den (relativ kurzen) Zeitabschnitten mit der maximalen Stromnachfrage werden auch noch die Spitzenlastkraftwerke mit den vergleichsweise höchsten Arbeitskosten in Betrieb genommen³.

1 Eine Sonderform stellen die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke dar. Sie werden als reine Spitzenlast- und Reservekraftwerke eingesetzt, weisen jedoch ebenso wie andere Wasserkraftwerke hohe Leistungs- und niedrige Arbeitskosten auf. Vgl. W. Schulz 1979, S. 79 f.

2 Vgl. ebenda, S. 80.

3 Vgl. ebenda, S. 82. Die Rangfolge der Kraftwerke entsprechend den kurzfristigen Grenzkosten wird als "merit order" bezeichnet.

In dieser Betrachtungsweise wird deutlich, daß die Gesamtkapazität zur Versorgung eines Gebietes mit Elektrizität nicht homogen ist. Es handelt sich vielmehr um einen Kraftwerkspark, dessen optimale Zusammensetzung nicht nur von der auftretenden Höchstlast, sondern ganz entscheidend auch vom Verlauf der Belastungskurve bestimmt wird¹.

Allerdings wird die Ermittlung des jeweils kostengünstigsten Technologiemix in Deutschland nicht für das gesamte Staatsgebiet durchgeführt, sondern die großen Stromerzeugungsunternehmen haben jeweils für ihren eigenen Kraftwerkspark separate Lastverteiler. Somit kann, selbst wenn in den einzelnen Versorgungsgebieten optimal zusammengestellte Kraftwerksparks die Stromproduktion betreiben², die volkswirtschaftlich günstigste Lösung verfehlt werden. In Frankreich dagegen gibt es einen zentralen Lastverteiler, der die Arbeit weiterer sieben regionaler Lastverteiler koordiniert, so daß eine landesweite Steuerung aller Kraftwerke entsprechend ihren jeweiligen kurzfristigen Grenzkosten möglich ist³. Diese kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung wiederum sind sowohl von der Belastung des gesamten Versorgungssystems als auch von der Auslastung der einzelnen Kraftwerke in ihrem jeweiligen Einsatzbereich abhängig⁴.

1 Vgl. ebenda, S. 70 ff.

2 Die Tatsache, daß in der Stromerzeugung in der Bundesrepublik eine deutlich höhere Konzentration vorliegt als in der Stromabgabe (-verteilung), ist ein Indiz dafür, daß es das Bestreben der EVU war, durch eine hinreichende Ausdehnung der Versorgungsgebiete für jeden Lastbereich die optimal dimensionierten Kraftwerke einsetzen zu können. Vgl. W. Mönig 1975, S. 55 f., sowie W. Schulz 1979, S. 45.

3 Vgl. Documentation Française 1981, S. 41 ff.

4 Vgl. B. Mitchell/J. Müller 1978, S. 628 f.

6.2.3 Die Kosten der Transmission und Distribution

Unter der Förtleitung (Transmission) versteht man den überregionalen Transport von Elektrizität, der über weite Entfernungen und auch im internationalen Rahmen erfolgen kann, während als Verteilung (Distribution) die Stromweiterleitung innerhalb eines Versorgungsgebietes bis hin zu den jeweiligen Endverbrauchern bezeichnet wird. Der Transmission dient dabei das Hoch- und Höchstspannungsnetz, für die Verteilung dagegen wird das Mittel- und Niederspannungsnetz eingesetzt¹.

Allerdings ist diese Abgrenzung nicht in eindeutiger Weise durchführbar. Denn zum einen bestehen zwischen Erzeugungsanlagen und Hochspannungsnetz Substitutionsbeziehungen. D.h., der Anschluß an das überregionale Verbundnetz² ermöglicht es den EVU, die eigenen Reservekapazitäten zu verringern, da im Fall unerwartet auftretender Belastungsspitzen oder Kraftwerksausfälle zusätzliche Elektrizität von anderen Produzenten bezogen werden kann. Ein verstärkter Netzausbau führt demnach dazu, daß Investitionen in Kraftwerkskapazitäten eingespart werden können³.

Zum anderen jedoch ist eine Einordnung der Netzebenen allein nach Spannungsstufen deshalb nicht möglich, weil diese auch von demographischen und geographischen Gegebenheiten abhängen. So sind in Ballungsgebieten mit hoher Lastdichte noch Hochspannungsleitungen von 110 kV zur Verteilungsstufe zu zählen, während in dünn besiedelten Gebieten auch der

1 Die Abgrenzung der Spannungsstufen ist in Deutschland wie folgt definiert: Höchstspannung 380 kV und 220 kV, Hochspannung 110 kV, Mittelspannung 1 kV bis 60 kV, Niederspannung unter 1 kV, meist 220 V. In Frankreich erfolgt die Definition der Netzebenen ähnlich: Höchstspannung 380 kV, 220 kV und 150 kV, Hochspannung 63 kV und 90 kV, Mittelspannung 0,5 kV bis 45 kV, Niederspannung unter 0,5 kV, im allgemeinen 220 V. Vgl. z.B. VDEW 1985, S. 35, sowie N. Eickhof/M. Prohaska -R. 1982, S. 24.

2 Unter "Verbundwirtschaft" wird in der Elektrizitätswirtschaft die Zusammenschaltung vorher isolierter Versorgungsnetze mit dem Ziel, die Deckung des gesamten Strombedarfs durch einen "verbundenen" Kraftwerkspark durchzuführen, verstanden. Dagegen ist mit "Verbundproduktion" üblicherweise die gemeinsame Nutzung von Produktionsfaktoren bei der Herstellung verschiedener Güter gemeint. Vgl. W. Mönig 1975, S. 55, sowie unsere Ausführungen auf S.93 f.

3 Vgl. W. Schulz 1979, S. 101. Teilweise werden Stromerzeugung und überregionaler Stromtransport sogar als eine Funktionsstufe angesehen, von der regionale sowie lokale Verteilung zu unterscheiden seien. Vgl. Monopolkommission 1976, S. 382, Tz. 703.

Überregionale Stromtransport über Mittelspannungsleitungen erfolgen kann¹.

Den weitaus größten Teil der Kosten, die im Leitungsnetz anfallen, machen fixe Kosten aus, nämlich die Investitionskosten für die Netzanlagen. Ihre Höhe ist, ebenso wie die der Erzeugungskosten, neben der verwendeten Technologie² abhängig vom Lastverlauf.

Dabei wird die notwendige Kapazität bestimmter Netzteile oder einzelner Leitungen bestimmt von der maximalen Belastung. Diese weicht jedoch im allgemeinen sowohl von der Spitzenbelastung des gesamten Netzsystems als auch von der individuellen Spitzenlast einzelner Nachfrager ab. Damit sind aber die Kosten des Leitungsnetzes, die ein Abnehmer verursacht, um so geringer, je günstiger die Durchmischung der Nachfrager ist, d.h., je besser sich die individuellen Lastverläufe der Abnehmer, die durch eine bestimmte Leitung versorgt werden, ergänzen. Zusätzlich ist allerdings noch der Lastverlauf im Gesamtnetz zu berücksichtigen. Doch auch hier stellt sich das Problem der Zurechnung der weitgehend verbundenen Kosten auf einzelne Nachfrager bzw. Abnehmergruppen.

Unter Berücksichtigung der Tatsache, daß Teile der gesamten Netzkapazität von identifizierbaren Gruppen der Nachfrager genutzt werden - Bezieher von Strom der Spannungsstufe 110 kV etwa sind völlig unabhängig vom Mittel- und Niederspannungsnetz -, wurden verschiedene Verfahren für die Zurechnung der Kosten nach Spannungsstufen in Deutschland bzw. nach Netzabschnitten in Frankreich entwickelt. Die exakte Zurechnung nach Spannungsstufen würde allerdings permanente Lastflußbestimmungen notwendig machen, die außerordentlich kostspielig sind und daher kaum durchgeführt werden können. Die an den Grenzkosten der Versorgung orientierte Methode in Frankreich erscheint demgegenüber als die bessere, weil vollständigere und exaktere Lösung³.

1 Vgl. W. Schulz 1979, S. 101.

2 Kabelleitungen verursachen um ein Vielfaches mehr an Kosten als Freileitungen.

3 Vgl. unsere Ausführungen unter 7.2.2 und 8.2.2.

Variable Kosten entstehen im Transmissions- und Verteilungsbereich durch Leitungs- und Übertragungsverluste. Diese variieren mit dem Quadrat der Netzbelastung und betragen im Hochspannungsnetz etwa 3 %, bei der Umspannung auf Mittelspannung sowie im Mittelspannungsnetz ungefähr 5 % und bei der Transformation von Mittel- auf Niederspannung sowie im Niederspannungsnetz etwa 10 % der Gesamtmenge an Elektrizität¹. Diese Kosten könnten ebenfalls nur durch laufende Lastflußrechnungen exakt erfaßt werden; daher erfolgt ihre Bestimmung pauschal über die Differenz aus der in ein Netz eingespeisten Strommenge und der an alle Endverbraucher tatsächlich verkauften Menge an Elektrizität.

6.3 Die Preise für Elektrizität

Jeder Vergleich von Strompreisen verschiedener EVU steht vor dem Problem, daß es den einheitlichen Preis für Elektrizität nicht gibt, da zum einen der Strommarkt wie erläutert - nicht homogen ist und zum anderen die Produktion und Verteilung von Elektrizität je nach dem betrachteten Zeitpunkt unterschiedliche Kosten verursachen.

Bezogen auf den einzelnen Verbraucher setzt sich die abgenommene Strommenge, die in Kilowattstunden (kWh) gemessen wird, zusammen aus der Höhe (kW) und der Dauer (h) der Inanspruchnahme der vom EVU bereitgestellten Leistung. Ferner ist bei der Preisfestsetzung die zeitliche Verteilung der Stromentnahme zu berücksichtigen. Diese kosten- und preisbeeinflussenden Faktoren werden ergänzt durch weitere Bezugsgrößen, wie Anzahl der Räume pro Haushalt, Gewerbefläche oder Anschlußwerte von Anlagen². Je nach Kombination aller in die Preisbildung eingehenden Faktoren ergeben sich die einzelnen "Abnahmefälle" mit - entsprechend den unterschiedlichen Abnahmecharakteristika - unterschiedlichen Preisen pro kWh³.

1 Vgl. H. Solling 1971, S. 17. In den variablen Kosten des Leitungsnetzes müßte korrekterweise auch noch die Abnutzung der Leitungen erfaßt werden, die durch die Erwärmung beim Stromfluß verursacht wird.

Vgl. W. Mönig 1975, S. 66, Fn. 1.

2 Vgl. im einzelnen unten, S. 233 ff., 277 ff.

3 Vgl. W. Schulz/H. Schütz 1972, S. 2.

Für die weitaus meisten Abnehmer werden die Preise sowohl von EdF wie von den deutschen EVU jedoch auf der Grundlage von normierten Merkmalskombinationen festgelegt und als Tarife veröffentlicht, die den schematisierten Abnahmefällen jeweils einen bestimmten Preis zuordnen¹. Die Abgrenzung der nach diesen Verträgen belieferten Tarifabnehmer von den übrigen Verbrauchern erfolgt in Deutschland und Frankreich nach unterschiedlichen Kriterien.

- In der deutschen Elektrizitätswirtschaft zählen zu den Tarifabnehmern Haushalte und landwirtschaftliche sowie kleine gewerbliche Betriebe. Dagegen fallen unter die Sonderabnehmer solche Abnehmer, die erheblich mehr Strom verbrauchen als der Durchschnitt der Tarifabnehmer und/oder sich hinsichtlich des Leistungsbedarfs, der Benutzungsdauer oder der Belastungskurve von Tarifikunden deutlich unterscheiden².

Zwar wird auch die Mehrzahl der Sonderabnehmer nach normierten Verträgen, also "Tarifen", beliefert, doch werden sie nicht unter die "Tarifikunden" subsumiert. Diese "typischen Sonderabnehmer" verfügen im allgemeinen nicht über Anlagen zur Eigenproduktion von Strom und werden nach der Leistungsinanspruchnahme und nach Spannungsebenen weiter geschichtet. Nur mit einzelnen Großkunden wie Industrieabnehmern, die wettbewerbsfähige Eigenerzeugungsanlagen besitzen, und weiterverteilenden EVU werden Sonderverträge vereinbart, die nach den individuellen Besonderheiten der einzelnen Abnehmer gestaltet sind und nicht veröffentlicht werden.

- In der französischen Elektrizitätswirtschaft werden die einzelnen Abnehmergruppen entsprechend der benötigten Spannungsstufe abgegrenzt. Niederspannungsabnehmer sind - vergleichbar den deutschen Tarifikunden - Haushalts- und Landwirtschaftsverbraucher sowie gewerbliche Abnehmer, während zu den Mittelspannungsabnehmern Kunden aus der Industrie und dem Dienstleistungssektor zählen, die Strom mit Spannungen zwischen 5

¹ Vgl. ebenda.

² Vgl. H. Gröner 1975, S. 373.

und 30 kV verbrauchen. Auf beide Gruppen werden veröffentlichte Tarifverträge angewandt¹. Auch für Hochspannungsabnehmer, die Betriebsspannungen von 60 oder 90 kV benötigen, und für Höchstspannungsabnehmer mit 150 oder 220 kV werden Tarife veröffentlicht; häufig erhalten derartige Verbraucher jedoch Sonderverträge, die ebenfalls nicht der Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden.

Daraus ergibt sich bereits, daß die Strompreise für nach Individualverträgen belieferte Sonderabnehmer aus unserer Untersuchung herausfallen müssen; selbst wenn in seltenen Fällen einzelne Preise oder Vertragsbestandteile zugänglich sind, unterscheiden sich diese Abnahmefälle doch zu stark, als daß sie in einen Vergleich einbezogen werden könnten. Ein Preisvergleich bezüglich der übrigen Verbraucher kann sich auf das Preisniveau, die Preisstruktur, den Preisaufbau oder das Preisgefüge der einzelnen EVU richten.

(1) Unter dem Preisniveau in einem Versorgungsgebiet ist dabei die allgemeine Höhe der Strompreise eines EVU zu verstehen. Nicht die Preise für einzelne, unterschiedliche Abnahmefälle werden in diesem Fall betrachtet, sondern ein aus allen Einzelpreisen gebildeter Indikator für das allgemeine Preisniveau. Dabei entstehen jedoch erhebliche methodische Probleme². Einen relativ einfach zu handhabenden Maßstab für Preisniveauunterschiede könnten die Unterschiede in den Durchschnittserlösen darstellen. Doch kommt in ihnen nicht nur die Preishöhe, sondern auch die relative Häufigkeit der Preise zum Ausdruck³. Nur wenn die zu vergleichenden EVU identische Abgabestrukturen aufweisen, das heißt, wenn die Gesamtstromabgabe sich in gleicher mengenmäßiger Zusammensetzung auf die gleiche Art und Zahl von Abnahmefällen verteilt, können Durchschnittserlösunterschiede als Indikator für Preisniveaudifferenzen herangezogen werden⁴.

1 Zu den Einzelheiten der französischen Tarifbildung vgl. unsere Ausführungen im 8. Kapitel.

2 Vgl. W. Schulz/H. Schütz 1972, S. 4 ff.

3 Durchschnittserlös = Summe der Erlöse von allen Abnehmergruppen dividiert durch die Gesamtstromabgabe.

4 Vgl. ebenda, S. 11 ff., 115.

(2) Unter der Preisstruktur verstehen wir die Art und den Aufbau des verwendeten Tarifsystems. Sie beschreibt die Komponenten der einzelnen Preise, etwa Grundpreis, Leistungspreis, Arbeitspreis, sowie das Verfahren der Preisbildung, also zum Beispiel Spitzenlastpreisbildung oder Höchstlastverfahren, Durchschnitts- oder Grenzkostenpreisbildung. Die Preisstruktur bezieht sich nicht auf bestimmte Abnahmefälle oder Abgabestrukturen, sondern beschreibt das allgemeine Vorgehen bei der Tarifierung.

(3) Als Preisaufbau eines EVU wird die Gesamtheit aller absoluten Einzelpreise bezeichnet. Anhand von ausgewählten, möglichst repräsentativen Abnahmefällen kann der Preisaufbau verschiedener Unternehmen gegenübergestellt und verglichen werden. Allerdings führen gravierende Unterschiede in den für ein Land oder Gebiet typischen Abnahmeverhältnissen zu Einschränkungen der Vergleichbarkeit¹.

(4) Das Verhältnis zwischen den Strompreisen für einzelne Abnahmefälle innerhalb eines EVU wird Preisgefüge genannt. Preisgefüge verschiedener Unternehmen werden vergleichbar gemacht, indem z.B. der Preis für einen Abnahmefall als Grundlage herangezogen wird und alle anderen Preise als Prozentsätze dieses Basispreises dargestellt werden. Dabei ist im allgemeinen festzustellen, daß sowohl die absoluten als auch die relativen Preisunterschiede zwischen den Abnahmefällen bei den verschiedenen EVU stark differieren. Die Analyse von Preisgefügen ermöglicht beispielsweise Hinweise auf interne Subventionierungen bestimmter Abnehmergruppen.

In den beiden folgenden Kapiteln werden nun insbesondere die Preisstrukturen der EdF sowie mehrerer deutscher EVU daraufhin überprüft, inwieweit sie die Anforderungen an eine allokativ effiziente Preisbildung erfüllen. Soweit erforderlich, werden auch das jeweilige Preisgefüge sowie der Preisaufbau in den Vergleich einbezogen.

¹ Vgl. ebenda, S. 5.

Auf einen Preisniveauvergleich wird aus zwei Gründen verzichtet: Zum einen gestaltet sich die Erfassung der Preisniveauunterschiede im internationalen Rahmen noch weitaus schwieriger als innerhalb eines Landes. Dazu trägt auch bei, daß bereits geringe Wechselkursschwankungen die Ergebnisse völlig verändern können. Zum anderen erfordert auch eine allokativ effiziente Preisbildung nicht, daß jeder Einzelpreis in der Höhe der Grenzkosten liegt. Vielmehr lautet die entsprechende Bedingung, daß das Güterpreisverhältnis gleich dem Verhältnis der Grenzkosten sein solle. Entscheidend ist somit die Relation der Preise im Verhältnis zur Relation der Grenzkosten und nicht die absolute Höhe der Preise¹.

6.4 Preisbildungsprinzipien und Allokationseffizienz

Die aus dem Pareto-Modell und seinen Modifikationen abgeleiteten Anforderungen an eine allokativ effiziente Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft können in den folgenden Kriterien für (allokativ) effiziente Strompreise zusammengefaßt werden:

(1) Die Strompreisbildung sollte sich an den langfristigen Grenzkosten der Versorgung orientieren.

In einer sich laufend verändernden Wirtschaft ist eine an die Nachfrage optimal angepaßte Produktionsstruktur bei jederzeit optimal ausgelasteten Kapazitäten wohl nur zufällig gegeben. Somit fallen kurz- und langfristige Grenzkosten der Elektrizitätsversorgung in der Regel auseinander, und es stellt sich die Frage, an welcher Kostengröße sich die Preisbildung ausrichten soll. Unter den speziellen Bedingungen in der Elektrizitätswirtschaft (abgeleitete Nachfrage, kurzfristig geringe Preiselastizität der Nachfrage) überwiegen die Nachteile einer Orientierung der Preise an den kurzfristigen Grenzkosten (dauernde, zyklisch wiederkehrende Preisschwankungen von erheblichem Ausmaß) deren Vorteile (jederzeitige optimale Kapazitätsauslastung)².

(2) Unter Berücksichtigung der im täglichen, wöchentlichen und jahreszeitlichen Rhythmus schwankenden Nachfrage nach Elektrizität ist die

¹ Vgl. S. 38 f. in dieser Arbeit.

² Vgl. unsere Ausführungen auf S. 43 ff.

grundsätzliche Orientierung der Preisbildung an den langfristigen Grenzkosten jedoch zu relativieren.

Aufgrund der Nichtspeicherbarkeit von Strom müssen die Produktions-, Transport- und Verteilungskapazitäten auch für die nur kurzzeitig auftretenden Lastspitzen ausgelegt sein. Doch kann die maximal notwendige Kapazität verringert und die Auslastung der vorhandenen Kapazitäten verbessert werden, wenn die Preise für Elektrizität entsprechend dem Lastverlauf differenziert werden. Dafür wurden zwei Möglichkeiten dargestellt, die den Bedingungen der Allokationseffizienz genügen, nämlich zum einen die Spitzenlastpreisbildung und zum anderen die Höchstlastpreisbildung¹.

Spitzenlastpreisbildung führt dazu, daß die Verbraucher in Schwachlastzeiten nur einen geringen Teil der Kapazitätskosten zusätzlich zu den kurzfristigen Grenzkosten der Versorgung angelastet bekommen, Abnehmer in Spitzenlastzeiten hingegen fast die gesamten Kapazitätskosten zu tragen haben. Höchstlastpreisbildung spaltet den Gesamtpreis auf in einen Arbeitspreis für die abgenommene Outputmenge in Höhe der kurzfristigen Grenzkosten sowie einen Leistungspreis für die maximal in Anspruch genommene Kapazität. Der Arbeitspreis ist hier für alle Abnehmer gleich hoch, während der Leistungspreis nach dem zeitlichen Anteil der individuellen Höchstlast an der Spitzenlast des gesamten Systems differenziert wird.

(3) Zunehmende Skalenerträge, also sinkende Durchschnittskosten, liegen zwar nicht bei der Produktion, wohl aber beim Transport und bei der Verteilung von Strom vor. Grenzkostenpreise führen dann für das EVU zu Defiziten bei der Versorgung von solchen Abnehmern, bei denen die Transport- und Verteilungskosten einen relativ hohen Anteil an den Gesamtkosten der Versorgung ausmachen.

¹ Vgl. die Ausführungen auf S. 68 ff.

Kostendeckung bei gleichzeitiger Realisierung von Allokationseffizienz kann aber durch Zonentarife sowie durch bestimmte zweiteilige Tarife erreicht werden. Dagegen wurden Pêage-Systeme als nicht allokationsoptimal angesehen. Ramsey-Preise wiederum, die um so höher über den jeweiligen Grenzkosten der Versorgung liegen, je geringer die Preiselastizität der Nachfrage ist, stellen eine quasi-optimale Lösung des Defizitproblems dar¹.

(4) Ganz allgemein sollte das realisierte Preissystem frei von interner Subventionierung sein. Interne Subventionierung (im weiteren Sinne) liegt dann vor, wenn im Rahmen eines differenzierten Preisgefüges einzelne Abnehmergruppen weniger als die Durchschnittskosten ihrer Versorgung zahlen müssen, während anderen Kundengruppen ein Preis berechnet wird, der über den Durchschnittskosten der Versorgung liegt².

Interne Subventionierung beinhaltet eine Verletzung der Bedingungen der Allokationseffizienz und kann in natürlichen Monopolbereichen dazu führen, daß Konkurrenten in den Markt eindringen und Teile der Nachfrage auf sich ziehen, obwohl die Versorgung durch nur einen Anbieter die geringsten Gesamtkosten verursacht.

Wenngleich diese Möglichkeit des Markteintritts von Wettbewerbern bei der derzeitigen Ordnung der Elektrizitätswirtschaft weder in Deutschland noch in Frankreich gegeben ist und ein natürliches Monopol auch nur im Transmissions- und Distributionsbereich vorliegt, sollte dem Problem interner Subventionierung dennoch Aufmerksamkeit zuteil werden, da verzerrte Preissignale ein verzerrtes Nachfrageverhalten der Abnehmer nach sich ziehen.

In der folgenden vergleichenden Betrachtung wird nun untersucht, ob und inwieweit die in der deutschen und französischen Elektrizitätswirtschaft erhobenen Preise für Strom die soeben genannten Kriterien erfüllen. Dabei wird zunächst die deutsche Elektrizitätswirtschaft betrachtet.

¹ Vgl. S. 57 f. in dieser Arbeit.

² Vgl. zu Subventionen im engeren und weiteren Sinn unsere Ausführungen auf S. 100 f.

7. Kapitel: Die Preisbildung deutscher Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Die Preisbildung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft unterliegt zahlreichen vom Gesetzgeber festgelegten rechtlichen Vorschriften. Im folgenden Abschnitt 7.1 sollen solche, die Preisbildung der EVU sowie die Preisaufsicht regelnden Verordnungen dargestellt werden. Abschnitt 7.2 behandelt Grundsätze, die auf dieser Basis von der Elektrizitätswirtschaft für die Gestaltung von Strompreisen entwickelt wurden. Aus der Vielzahl der tatsächlich angewandten Tarife werden so- dann in den Abschnitten 7.3 und 7.4 einige Preisregelungen für Tarif- und für Sonderabnehmer beispielhaft dargestellt und analysiert.

7.1 Rechtliche Grundlagen

Grundsätzliches Ziel der Preisgestaltung wie der gesamten Geschäfts- politik der EVU muß es sein, die in der Präambel zum Energiewirtschafts- gesetz (EnWiG)¹ festgelegten Kriterien - Versorgungssicherheit und Kostengünstigkeit der Energieversorgung - zu gewährleisten.

Allerdings werden, wie bereits oben festgestellt, die Strompreise für Tarifikunden und für Sondervertragskunden gesondert bestimmt. Denn die allgemeine Anschluß- und Versorgungspflicht, die sich aus § 6 Abs. 1 EnWiG ergibt und die EVU dazu verpflichtet, jedermann im jeweiligen Versorgungsgebiet zu veröffentlichen allgemeinen Tarifpreisen anzu- schließen und zu versorgen, gilt nach § 6 Abs. 2 und 3 nicht für Sonder- vertragsabnehmer².

1 Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft vom 13.12.1935 (RGBl I, S. 1451).

2 Eine Anschluß- und Versorgungspflicht gegenüber dieser Abnehmer- gruppe läßt sich jedoch aus § 26 Abs. 2 GWB (bei Unternehmen) und aus den §§ 826, 249 BGB (bei Privaten) herleiten. Vgl. H.-U. Evers 1983, S. 133 ff.

Unterschiede zwischen Tarif- und Sonderabnehmern gibt es weiterhin bezüglich der Überwachung der Preisbildung; während die Tarifpreise nach § 12a Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt)¹ einer vorherigen Genehmigungspflicht durch die (beim jeweiligen Landeswirtschaftsministerium angesiedelte) Preisaufsichtsbehörde unterworfen sind², werden die Sonderabnehmerpreise lediglich im Rahmen der speziellen Mißbrauchsaufsicht nach § 103 GWB ex post überprüft³. In beiden Fällen kann jedoch die allgemeine Mißbrauchsaufsicht nach § 22 GWB hinzukommen.

Die übrigen Konditionen in Stromlieferungsverträgen werden für den Tarifabnehmerbereich in den Allgemeinen Versorgungsbedingungen für Elektrizität (AVBEltV)⁴, für den Sonderabnehmerbereich nach den Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB) bestimmt.

7.1.1 Tarifabnehmerbereich

Ausgehend von den übergeordneten Zielen Sicherheit und Kostengünstigkeit der Energieversorgung wird in § 7 Abs. 1 und 2 EnWiG eine wirtschaftliche und ausgewogene Gestaltung der Tarife gefordert. Das heißt insbesondere, daß das Tarifsysteem kostenorientiert, auf die Versorgungsbedürfnisse der Kunden ausgerichtet und den EVU wirtschaftlich zumutbar sein soll⁵. Für die Elektrizitätswirtschaft werden diese Anforderungen in der BTOElt konkretisiert.

1 Bundestarifordnung Elektrizität vom 30.01.1980 (BGBl I, S. 122).

2 Vgl. zur Preisaufsicht unsere Ausführungen auf S. 331 ff.

3 Vgl. auch S. 334ff. in dieser Arbeit.

4 Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden vom 21.06.1979 (BGBl I, S. 684).

5 Vgl. z.B. H.-U. Evers 1983, S. 162.

In § 1 Abs. 2 BTOElt werden die EVU verpflichtet, den Abnehmern zwei unterschiedliche Grundpreistarife sowie einen Kleinverbrauchstarif und einen Schwachlasttarif anzubieten¹. An die Stelle der drei erstgenannten Tarife kann auch ein Zonentarif treten (§ 16 Abs. 3 BTOElt).

- Der Grundpreistarif ist ein zweiteiliger Tarif, der sich aus dem Grundpreis, nämlich der Summe aus dem Bereitstellungspreis für die Anschlußleistung und dem Verrechnungspreis (für Zähler und Abrechnung), sowie dem Arbeitspreis für die tatsächlich verbrauchte Strommenge zusammensetzt. Die beiden vorgeschriebenen Tarife sollen unterschiedlich ausgestaltet sein: Der Tarif I weist im allgemeinen einen flachen Verlauf auf, kombiniert also einen niedrigen Grundpreis mit einem hohen Arbeitspreis, während der Tarif II steil verläuft, d.h., bei einem hohen Grundpreis einen niedrigen Arbeitspreis aufweist. Dabei müssen die Arbeitspreise beider Tarife um mindestens 3 Pf. je kWh differieren. In den Tarif II ist ferner eine lineare Komponente einzuarbeiten, um die starke Degression des Durchschnittspreises bei hohem Stromverbrauch zu mildern und damit einen Anreiz zu sparsamer Elektrizitätsverwendung zu geben. Die lineare Komponente wird ermittelt, indem der Durchschnittspreis² je kWh nach Tarif II mit dem Arbeitspreis von Tarif I verglichen wird; liegt nun der erste Wert unter dem zweiten, so ist für die gesamte Strommenge der Arbeitspreis I anstelle des niedrigeren Arbeitspreises II zu zahlen.

- Auch ein Zonentarif besteht im allgemeinen aus zwei Komponenten, einem relativ niedrigen Grundpreis (Bereitstellungs- plus Verrechnungspreis) und einem Arbeitspreis, der mit zunehmendem Verbrauch zonenweise fällt. D.h., daß bei Überschreiten einer jeweils festgelegten Stromabnahmemenge für den zusätzlichen Elektrizitätsverbrauch ein geringerer Arbeitspreis berechnet wird. Bei überdurchschnittlich hohem Verbrauch ist auch hier eine lineare Komponente einzuführen.

1 Vgl. allgemein zu Möglichkeiten und Problemen der Tarifbildung A. Schnug 1971.

2 Der Durchschnittspreis wird errechnet, indem die Summe aus Bereitstellungs- und Arbeitspreis durch die Anzahl der abgenommenen kWh dividiert wird.

- Der Schwachlasttarif wird zusätzlich zu einem der soeben erläuterten Tarife angeboten und kommt bei Geräten zur Anwendung, die nur in den Schwachlastzeiten betrieben werden können. Er setzt sich aus Arbeits- und Verrechnungspreis zusammen, wobei teilweise noch ein Zuschlag zum Bereitstellungspreis erhoben wird¹.

- Beim Kleinverbrauchstarif ist der Bereitstellungspreis in den Arbeitspreis eingerechnet, so daß sich insgesamt ein einteiliger Tarif ergibt. Nur der Verrechnungspreis wird gesondert ausgewiesen.

Die den Bereitstellungspreis bestimmenden Merkmale für die einzelnen Tarifabnehmergruppen werden in den §§ 4 - 6 BTOElt festgelegt. Bei Haushaltsabnehmern wird der Bereitstellungspreis nach der Anzahl der Räume oder pauschal für den gesamten Haushalt berechnet (§ 4 Abs. 2 BTOElt), während er sich bei Landwirtschaftsabnehmern an der landwirtschaftlichen Nutzfläche (in ha) orientiert (§ 5 Abs. 2 BTOElt). Für "gewerbliche, berufliche oder sonstige" Abnehmer richtet sich der Bereitstellungspreis nach dem Anschlußwert der Verbrauchsgeräte, der Raumgröße oder einer Kombination beider Faktoren bei Beleuchtungsanlagen sowie nach dem Anschlußwert bei Kraftanlagen (§ 6 Abs. 2 bis 8 BTOElt).

Zusätzlich zu den genannten Tarifen und Tarifbestandteilen können gemäß den §§ 4 Abs. 7 und 4a BTOElt Zuschläge auf den Bereitstellungspreis für bestimmte, stromintensive Geräte (z.B. Klimaanlage), die eine Benutzung ohne zeitliche Beschränkung ermöglichen, erhoben werden.

¹ Nachtstrom für Heizzwecke wird bei manchen EVU nur über Sonderverträge abgegeben. Vgl. H.-U. Evers 1983, S. 163.

Baukostenzuschüsse und Hausanschlußkosten, die die EVU auf der Grundlage der AVBEltV erheben können, stellen keine Preisbestandteile dar, sondern sind als Teile der Zahlungs- und Lieferungsbedingungen anzusehen¹. Nach § 9 AVBEltV kann ein EVU einen Baukostenzuschuß (Netzkostenbeitrag) dann berechnen, wenn eine Verstärkung des Verteilungsnetzes vorgenommen wird und diese Verstärkung wegen größerer Leistungsanforderungen einzelner Abnehmer notwendig wurde². Allerdings werden Baukostenzuschüsse von Tarifikunden nur selten erhoben³, im Gegensatz zu den Anschlußkosten, die das EVU nach § 10 Abs. 5 AVBEltV vom Abnehmer fordern kann, um die Kosten der Abzweigung vom allgemeinen Versorgungsnetz zum einzelnen Anschlußobjekt zu decken⁴.

Die in der BTOElt vorgeschriebene Gestaltung der Tarife sowie die nach der AVBEltV möglichen Kostenerstattungen unterliegen der Aufsicht der zuständigen Preisbehörden. Noch bis zum Inkrafttreten der Zweiten Verordnung zur Änderung der BTOElt im Jahre 1980 waren für die Grundpreise im Haushaltsabnehmerbereich und für die Arbeitspreise bei allen Tarifabnehmern bezifferte absolute Höchstbeträge vorgeschrieben. Seither ist nach § 12a Abs. 1 BTOElt jede Erhöhung der Tarife und ihrer Bestandteile sowie der Baukostenzuschüsse von der Genehmigung der Preisaufsichtsbehörde abhängig. Diese Genehmigung wird nach § 12 a Abs. 2 BTOElt nur erteilt, wenn die Preiserhöhung angesichts der Kosten- und Erlöslage des EVU insgesamt sowie bezüglich des betreffenden Tarifs notwendig ist und zur Sicherheit und Kostengünstigkeit der Elektrizitätsversorgung sowie zu einem ausgewogenen Tarifsysteem beiträgt.

1 Vgl. H.-R. Ebel 1982, S. 61, sowie H.-U. Evers 1983, S. 149 ff.

2 Dagegen sind Kosten einer Verstärkung des Verteilungsnetzes, die aus einer allgemeinen Erhöhung der Leistungsbeanspruchung resultieren, über die allgemeinen Tarifpreise abzugelten. Vgl. zu den Details der Berechnung und Verteilung von Baukostenzuschüssen H.P. Hermann/W. Antoni 1980, S. 129 ff., sowie H.P. Hermann 1982, S. 172 ff.

3 Vgl. auch H. Gröner 1975, S. 391.

4 Vgl. H.P. Hermann/W. Antoni 1980, S. 131, sowie H.P. Hermann 1982, S. 178 ff.

Die Preisaufsicht hat die gesamte Kosten- und Ertragslage, die Rationalität der Betriebsführung des EVU und die Kostenorientierung des jeweiligen Tarifs sowie die Ausgewogenheit des gesamten Tarifsystems zu beurteilen¹. Damit ist auch das Verhältnis zwischen Tarifpreisen und Sonderabnehmerpreisen sowie eine eventuell vorliegende interne Subventionierung Gegenstand der Preisaufsicht².

7.1.2 Sonderabnehmerbereich

Die Trennung zwischen Tarif- und Sonderabnehmerbereich ist, wie erwähnt, in § 6 Abs. 2 und 3 EnWiG geregelt. Nach § 6 Abs. 2 EnWiG besteht kein Anspruch auf Versorgung zu allgemeinen Tarifpreisen, wenn Anschluß und Versorgung dem EVU aus wirtschaftlichen Gründen nicht zumutbar sind. Diese Unzumutbarkeit kann neben anderen Kriterien³ vor allem auf Besonderheiten des Abnahmeverhältnisses beruhen, also z.B. auf weit überdurchschnittlicher Leistungsanspruchnahme des Kunden. Nach § 6 Abs. 3 EnWiG ist die allgemeine Anschluß- und Versorgungspflicht auch gegenüber Abnehmern eingeschränkt, die Möglichkeiten zur Eigenzeugung haben, bei denen das EVU also nur die Zusatz- oder Reservestromversorgung übernehmen müßte.

Derartige Abnehmer werden als von den EVU weniger abhängig angesehen, so daß der Grundsatz der Vertragsfreiheit zum Tragen kommt. Doch besteht diese Vertragsfreiheit eher formal als inhaltlich⁴, da der

¹ Vgl. U. Immenga 1982, S. 19 ff.

² Indirekt unterliegen somit auch Sonderabnehmerpreise einer Ex-ante-Überprüfung. Vgl. ebenda, S. 21. Insgesamt ist die Preisaufsicht eher kritisch zu beurteilen; vgl. hierzu unsere Ausführungen auf S.331 ff.

³ Vgl. die Erläuterungen bei H.-U. Evers 1983, S. 130 f.

⁴ Vgl. U. Immenga 1982, S. 52.

größte Teil insbesondere der kleinen und mittleren Sonderabnehmer keine Alternativen zur Stromversorgung durch ein EVU (z.B. Eigenerzeugung, Substitutionsenergien) hat. Im übrigen haben die EVU auch gegenüber Sonderabnehmern eine durch die abgeschlossenen Demarkationsverträge ermöglichte Monopolstellung¹. Problematisch erscheint ferner der im EnWiG verwendete dehnbare Begriff der "wirtschaftlichen Zumutbarkeit"; ab wann der Anschluß und die Versorgung eines Abnehmers unzumutbar sind, weil dessen Abnahmekarakteristika nicht mehr "im normalen Rahmen" liegen, kann jedes EVU im Grunde selbst bestimmen².

Die zuletzt ausschließlich behandelten typischen Sonderabnehmer, die üblicherweise Strom aus dem Nieder- und Mittelspannungsnetz beziehen, werden nach normierten Versorgungsverträgen beliefert. Bis vor kurzem galten auch für diesen Bereich noch preisrechtliche Genehmigungsvorbehalte³.

Erst seit 1982 können Preisänderungsklauseln in den Verträgen zwischen EVU und Sonderabnehmern völlig frei vereinbart werden. Im allgemeinen werden auch gegenüber Sonderkunden zweiteilige Tarife angewandt, die aus einem Leistungspreis für die zur Verfügung gehaltene oder vom Abnehmer in Anspruch genommene elektrische Leistung sowie einem Arbeitspreis für die abgenommene Strommenge bestehen⁴.

Die Preise für Sondervertragskunden unterstehen gleichwohl der Mißbrauchsaufsicht nach § 103 Abs. 5 GWB, wodurch - im Wege der Ex-post-Überprüfung - eine Kontrolle der Preisbildung erfolgt⁵.

1 Ebenda.

2 Vgl. hierzu sowie allgemein zu den Vertragsbedingungen im Sonderabnehmerbereich H. Gröner 1975, S. 360 ff.

3 Die Preisstopregelung von 1936, der alle Komponenten der Strompreise unterworfen waren, war nach dem Krieg nicht aufgehoben worden, sondern wurde durch die Verordnung PR 18/52 nur insoweit abgeändert, als danach in Verträgen mit mehr als sechs Monaten Laufzeit Preisänderungsklauseln zulässig waren, die den Strompreis an die Veränderungen der Kohlepreise oder der Kohlepreise und der Löhne anpaßten, während für die Ausgangspreise für Strom weiterhin Höchstsätze galten. In der zweiten Preisfreigabeverordnung (VO PR 1/82) vom 12.05.1982 wurden sowohl die Preisstopverordnung von 1936 als auch die VO PR 18/52 aufgehoben. Vgl. H.-U. Evers 1983, S. 171 ff.

4 Vgl. die Beispiele in den folgenden Abschnitten.

5 Vgl. U. Immenga 1982, S. 36 f. Hinzu kommt die indirekte Kontrolle durch die Preisaufsicht für den Tarifbereich.

Die übrigen Vertragsbedingungen unterliegen, sofern sie auf einen Mustervertrag zurückgehen¹, den Bestimmungen des Gesetzes über Allgemeine Geschäftsbedingungen². Die Regeln der AVBEltV können allerdings durch Vereinbarung Vertragsgegenstand werden, was in der Mehrzahl der Fälle auch geschieht.

7.2 Elektrizitätswirtschaftliche Grundsätze der Tarifgestaltung

Innerhalb des in den beiden vorangegangenen Unterabschnitten geschilderten rechtlichen Rahmens haben die EVU die Tarife und die Preise für Sonderabnehmer festzulegen. Den in den Gesetzes- bzw. Verordnungstexten genannten Anforderungen an die Preisbildung, nämlich zu einer sicheren und kostengünstigen Energieversorgung beizutragen, sich an den Kosten zu orientieren sowie gleichermaßen den Kundenbedürfnissen und der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit der EVU zu entsprechen, stehen dabei die unternehmerischen Zielsetzungen der EVU gegenüber, die ihren Ausdruck auch in der Preispolitik finden und die keineswegs mit den im Gesetz genannten gesamtwirtschaftlichen bzw. sektorspezifischen Zielen deckungsgleich sein müssen³. Damit eng verbunden ist die Kostendefinition, die die EVU der Preisbildung zugrunde legen; im Unterschied zur theoretisch optimalen Orientierung an den Grenzkosten erfolgt in der deutschen Elektrizitätswirtschaft eine Vollkostenpreissetzung.

Die Ausführungen in diesem Abschnitt vervollständigen somit die Darstellung der Determinanten der Preisbildung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Neben die technisch-ökonomischen Kostencharakteristika (Abschnitt 6.2) und den vom Gesetzgeber festgelegten Rahmen (Abschnitt 7.1) treten also noch die preispolitischen Ziele der Unternehmen (Unterabschnitt 7.2.1) sowie die unternehmensinterne Kostenkalkulation (Unterabschnitt 7.2.2).

1 Das ist bei den hier behandelten typischen Sonderabnehmern immer der Fall.

2 Vgl. zu den Einzelheiten z.B. H.-U. Evers 1983, S. 135 ff.

3 Vgl. z.B. H. Lilienfein 1977, S. 208, H. Stumpf et al. 1980, S. 316, 321, sowie W. Ohlms et al. 1982, S. 220. Die EVU verfolgen, ebenso wie andere Unternehmen, tatsächlich mehrere Zielsetzungen. In unserem Zusammenhang interessieren jedoch allein die Preispolitik und ihre Grundlagen. Vgl. allgemein A. Morlock 1967.

7.2.1 Preispolitische Ziele der EVU

Eine Bestimmung der mit der Preispolitik verfolgten Ziele der EVU steht vor dem Problem, daß die in der Öffentlichkeit vertretenen allgemein-unverbindlichen Zielsetzungen, wie z.B. "Orientierung am Gesamtinteresse", "Verfolgung gemeinwirtschaftlicher Grundsätze" oder "bestmögliche Erfüllung öffentlicher Aufgaben"¹, kaum geeignet erscheinen, die Gestaltung der Strompreise zu erklären. Das Ziel "unbeschränkte Gewinnmaximierung" hingegen ist allein schon wegen der korrigierenden Eingriffe der Preis- und Mißbrauchsaufsicht nicht zu erwarten. Dennoch können zumindest drei preispolitische Zielsetzungen als wahrscheinlich angesehen werden:

(1) Von den gegebenen ökonomisch-technischen Bedingungen (zunehmende Skalenerträge in Transport und Verteilung) sowie aus Äußerungen in der Literatur ist auf eine absatzmaximierende oder mindestens absatzfördernde Preispolitik unter der Nebenbedingung einer angemessenen Rentabilität zu schließen. "Der Tarif soll so gestaltet sein, daß der Stromabsatz gefördert wird und sich eine günstige Auswirkung auf die Ausnutzung der Versorgungsanlagen ergibt", heißt es in einer umfassenden Darstellung der Möglichkeiten der Tarifgestaltung². Mit der Annahme der Absatzausweitung ist jedenfalls die tatsächliche Tarifierung der EVU durchaus in Einklang zu bringen.

Die vor der Einführung der "linearen Komponente" in der BTOElt vorgeschriebenen Tarifformen wirkten durch ihren degressiven Charakter grundsätzlich absatzexpandierend (mit zunehmendem Strombezug verringert sich der Durchschnittspreis für die kWh). Und die Preispolitik der EVU in den 60er und frühen 70er Jahren z.B. bei der Propagierung von Nachtspeicherheizungen, deren Einführung forciert wurde, indem keinerlei Baukostenzuschüsse oder Anschlußkosten berechnet und die Arbeitspreise

1 Vgl. etwa W. Ohlms et al. 1982, S. 220, sowie W. Mönig 1975, S. 100.
2 A. Schnug 1971, S. 329. Vgl. auch G. Rittstieg 1977, S. 536, L. Haas 1975, S. 44, A. Morlock 1967, S. 84 ff., sowie H. K. Schneider/W. Schulz 1980.

sehr niedrig angesetzt wurden, war sowohl auf eine Verbesserung der Kapazitätsauslastung und damit der Rentabilität als auch auf eine Ausweitung des Stromabsatzes gerichtet¹.

In jüngster Zeit ist jedoch festzustellen, daß die Zielsetzung Absatzausweitung, nicht zuletzt aufgrund der weitgehenden Auffüllung der Lasttöler, eher in den Hintergrund tritt. Durch die verordnete Einführung der "linearen Komponente" im Tarifabnehmerbereich seit 1980 wurden die Anreize zu höherem Stromverbrauch ebenfalls verringert.

(2) Die Reduzierung von Unsicherheit und Risiko ist im Zielsystem jedes Unternehmens enthalten. Von der Elektrizitätswirtschaft wird in diesem Zusammenhang immer wieder auf die außergewöhnlich hohe Kapitalintensität dieses Sektors verwiesen, die die wettbewerbspolitische Ausnahmestellung erforderlich mache. Die Erhebung von Netzkostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen bei Sonderabnehmern deutet jedoch darauf hin, daß es den EVU möglich ist, zumindest einen Teil des Kapitalrisikos auf die Abnehmer abzuwälzen². Die gleiche Zielsetzung ist in dem Bestreben zu erkennen, fixe Kosten möglichst durch feste, also von der abgenommenen Strommenge unabhängige Erlöse zu decken - was für auf wettbewerblichen Märkten anbietende Unternehmen kaum durchsetzbar erscheint.

(3) Nur kurz ist hier auf das insbesondere von regionalen EVU propagierte Prinzip der "Gleichpreisigkeit in Stadt und Land" einzugehen. Damit ist gemeint, daß die innerhalb eines Versorgungsgebietes unterschiedlichen Verteilungskosten zwischen Gebieten mit hoher und geringer Abnahmedichte ausgeglichen werden sollen, indem jedem Abnehmer - unabhängig von seinem räumlichen Standort - nur die durchschnittlichen Verteilungskosten angelastet werden. In den Anfängen der Elektrizifizierung mag diese Zielsetzung berechtigt gewesen sein³ (wenngleich zu vermuten

¹ Vgl. z.B. L. Haas 1975, S. 51.

² Vgl. H. Gröner 1975, S. 392.

³ Mit dem Argument, ohne Demarkationsabsprachen könne die günstige Durchmischung der Abnehmer und damit die Gleichpreisigkeit innerhalb eines Versorgungsgebietes nicht gesichert werden, wird auch heute noch die Notwendigkeit von Gebietsschutzverträgen von der Elektrizitätswirtschaft begründet. Vgl. ebendä, S. 348 f.

ist, daß neben dem Erschließungsaspekt auch die Möglichkeit der Absatzexpansion für die EVU eine Rolle spielte). Heute jedoch erscheint sie in einem anderen Licht: Das Prinzip der Gleichpreisigkeit verdeckt Kostenunterschiede (insb. der Verteilungskosten) zwischen Abnehmern, widerspricht dem Postulat der Kostenorientierung der Strompreise und ermöglicht Umverteilungseffekte zwischen den Abnehmern in Gebieten mit hoher und mit niedriger Versorgungsdichte, eventuell sogar interne Subventionierung.

(4) Bei vielen, insbesondere kommunalen, EVU spielt ein weiterer Aspekt bei der Preisbildung eine wichtige Rolle. Vielfach sind nämlich mehrere Unternehmen mit unterschiedlichen Leistungsprogrammen zu kommunalen "Querverbünden" zusammengeschlossen¹. Dabei sollen die Unternehmen, die Überschüsse erzielen, die Defizite anderer Betriebe decken, so daß der öffentliche Querverbund insgesamt eigenwirtschaftlich arbeitet. Häufig werden Versorgungsunternehmen mit Nahverkehrsunternehmen oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit Gas- und Wasserwerken zu kommunalen Querverbünden vereinigt. Regelmäßig sind es jedoch die EVU, in deren Bereich die zur Subventionierung der anderen Unternehmen benötigten Überschüsse erzielt werden².

Daher ist zu vermuten, daß in die preispolitische Zielsetzung von EVU, die Mitglieder solcher Querverbünde sind, die Erzielung entsprechender Gewinne einfließt, gegebenenfalls sogar durch explizite Vorgaben der jeweiligen Trägerkörperschaften. Tendenziell werden damit die Strompreise höher als ohne den Zwang zum Defizitausgleich; es kommt zu Umverteilungseffekten zwischen Stromabnehmern und den Nachfragern nach den subventionierten Gütern bzw. Dienstleistungen. Zudem wird der angesichts des Konkurrenzausschlusses in der Elektrizitätswirtschaft ohnehin geringe Anreiz für das EVU, zu möglichst niedrigen Kosten zu produzieren, weiter verringert, wenn erzielbare bzw. erzielte Überschüsse mehr oder weniger offen anderen Betrieben zugute kommen³.

1 Vgl. K. Bätz 1979, S. 109.

2 Vgl. ebenda sowie H. Gröner 1975, S. 150.

3 Weitere nachteilige Folgen der Querverbünde werden bei H. Gröner 1975, S. 156 f., dargestellt.

7.2.2 Die Kostenkalkulation

In der deutschen Elektrizitätswirtschaft wird eine Preisbildung nach Grenzkosten fast durchgehend abgelehnt¹, und zwar mit der Begründung, sie könne nicht zur Kostendeckung führen, sei nicht praktikabel und "der Art und dem Umfang der gesetzlichen Verpflichtung der EVU (nicht) adäquat"².

Gleichwohl wird in der Kostenrechnung der Unternehmen mit Grenzkosten gearbeitet. So richtet sich der optimale, d.h. kostenminimale Einsatz der unterschiedlichen Erzeugungskapazitäten nach der Höhe der kurzfristigen Grenzkosten. Und die langfristigen Grenzkosten dienen als Grundlage für langfristige Investitionsentscheidungen sowie zur Bestimmung der Preisuntergrenze³. Ferner werden Großkunden und Substitutionsenergiebezieher zu Grenzkostenpreisen beliefert⁴.

Aus welchen Gründen die sonst rundheraus abgelehnten Grenzkostenpreise bei stromintensiven Großkunden "adäquat" sind, wird von der Elektrizitätswirtschaft nicht schlüssig begründet. Es ist jedoch klar zu erkennen, daß derartige Abnehmer eine relativ hohe Preiselastizität der Nachfrage aufweisen, da sie in den meisten Fällen alternativ zum Strombezug die Möglichkeit der Eigenerzeugung haben; diesen Nachfragern bieten die EVU Strom also zum langfristig optimalen Preis, der in Höhe der langfristigen Grenzkosten liegt, an⁵.

Für die Preisbildung in den hier betrachteten Bereichen der Tarif- und typischen Sonderabnehmer wird hingegen eine Vollkostenrechnung zugrunde gelegt, deren Ziel darin besteht, "alle Kosten möglichst lückenlos auf die Kostenträger zu verteilen, um so die Kosten je Erzeugnis zu ermitteln"⁶.

Grundlegendes Problem dabei ist folglich die verursachungsgerechte

1 Vgl. u.a. W. Ohlms et al. 1982, S. 220, G. Rittstieg 1977, S. 531, C. Bergmann et al. 1974, S. 158, H. Stumpf et al. 1980, S. 317.

2 Vgl. H. Lilienfein 1977, S. 198 ff. Ähnlich auch H. Stumpf et al. 1980, S. 321.

3 Vgl. VDEW/VGW 1972, S. 29, sowie H. Lilienfein 1977, S. 201.

4 Vgl. z.B. W. Ohlms et al. 1982, S. 220, H. Stumpf et al. 1980, S. 317, A. Schnug 1971, S. 333.

5 Zur Bewertung dieses Sachverhalts vgl. unsere Ausführungen unter Pkt. 7.5. Wie mehrfach dargelegt, liegen die langfristigen Grenzkosten in der Elektrizitätswirtschaft in der Regel über den kurzfristigen Grenzkosten. Vgl. Unterabschnitt 3.2.2 sowie S. 201 der vorliegenden Arbeit.

6 Vgl. VDEW/VGW 1972, S. 28.

Aufteilung der verbundenen, leistungsabhängigen Kosten auf die Abnehmer(-gruppen). Von der Elektrizitätswirtschaft wurden dafür verschiedene Verfahren entwickelt, wobei es sich aber lediglich um Zurechnungskonventionen handelt, da das Problem der Zurechnung von Gemeinkosten auf der Basis von Vollkosten nicht ökonomisch rational zu lösen ist¹.

- Nach dem Höchstlastverfahren werden die leistungsabhängigen Kosten im Verhältnis der beanspruchten absoluten Höchstleistungen auf die Abnehmer aufgeteilt. Der Zeitpunkt des Strombezugs wird dabei ebenso wenig einbezogen wie die Zeitgleichheit der individuellen Lastspitze mit der Netzhöchstlast. Auch Abnehmer, die nur in Schwachlastzeiten Leistungen in Anspruch nehmen, werden so mit Kapazitätskosten belastet.

- Das Spitzenlastanteilverfahren teilt die Leistungskosten nach den zeitgleichen Anteilen der Abnehmer an der Spitzenlast des gesamten EVU auf. Die Kapazitätsbeanspruchung außerhalb der Netzspitzenzeit bleibt ohne Einfluß auf die Kostenverteilung, so daß Abnehmer, deren individuelle Spitzenlast außerhalb der Systemspitze liegt und so hoch ist, daß z.B. Verteilungskapazitäten vergrößert werden müssen, dennoch keine Kapazitätskosten zu tragen haben. Problematisch ist ferner der Bezug der Zurechnung auf einen einzigen, eher zufälligen Zeitpunkt, der zudem exakt erst im nachhinein festgestellt werden kann.

- Bei den Benutzungsdauerverfahren² hingegen legt man der Aufteilung der leistungsabhängigen festen Kosten den Belastungsverlauf einzelner Abnehmergruppen im Vergleich zum gesamten Lastverlauf während einer bestimmten Periode zugrunde.

Die gebräuchlichste Methode dabei ist das Starklast-Benutzungsdauer-

¹ Vgl. ebenda, S. 48 ff., sowie z.B. E. Heinen/B. Dietel 1983, S. 984. Auf Grenzkostenbasis stellen Ramsey-Preise eine Möglichkeit der Gemeinkostenzurechnung dar; vgl. auch unsere Ausführungen auf S.62.

² Die Benutzungsdauer (h) charakterisiert den Nachfrageverlauf des einzelnen Abnehmers und ist der Quotient aus dem jährlichen Gesamtverbrauch an elektrischer Arbeit (kWh) sowie der jährlichen maximalen individuellen Leistungsanspruchnahme bzw. der Verrechnungsleistung (kW). Die Benutzungsdauer gibt, unabhängig vom tatsächlichen Lastverlauf, an, wie lange der Abnehmer die betrachtete Leistung - seine individuelle Höchstleistung - höchstens in Anspruch nehmen kann. Die tatsächliche maximale Leistungsanspruchnahme jedes Kunden ist jedoch geringer als die Benutzungsdauer, da die Höchstleistung ja nicht zu jedem Zeitpunkt voll ausgenutzt wird. Der Höchstwert der Benutzungsdauer beträgt 8760 Std./Jahr (365 Tage à 24 Stunden) oder 720 Std./Monat (30 Tage à 24 Stunden). Vgl. VDEW 1974, S. 14, sowie J. Finsinger/P. Kleindorfer 1981, S. 51 f.

verfahren, bei dem angenommen wird, daß der Belastungsverlauf am Höchstlasttag charakteristisch für das Abnahmeverhalten der Kunden sei. So- dann ist eine mehrstufige Rechnung erforderlich¹:

(1) In einem ersten Schritt wird die gesamte, für die Nachfrage dieses Tages notwendige Erzeugungskapazität in fiktive Teilkapazitäten auf- gespalten, z.B. bei einer in Anspruch genommenen Spitzenlastleistung von 4,41 MW in zehn Teile à 0,441 MW.

(2) Im zweiten Schritt wird die von jedem Teilkraftwerk erzeugte Arbeit (MWh) ermittelt. Die Inanspruchnahme der Gesamtkapazität wird nun also stundenweise betrachtet; einige der fiktiven Teilkraftwerke sind zu jedem Zeitpunkt voll beansprucht, während andere nur in der Mittel- bzw. Spitzenlastzeit voll oder teilweise ausgelastet sind.

(3) Im dritten Schritt werden die Gesamtkosten auf die fiktiven Teil- kapazitäten gleichmäßig aufgeteilt und, entsprechend der von jedem Kraftwerk geleisteten Arbeit, die spezifischen Kosten je MWh und je Teilkraftwerk ermittelt. Es ergeben sich bei den "Grundlastkraftwerken", die den meisten Strom erzeugen, die niedrigsten Kosten, bei den "Spitzenlastkraftwerken", die nur während weniger Stunden Arbeit verrichten, die höchsten spezifischen Kosten.

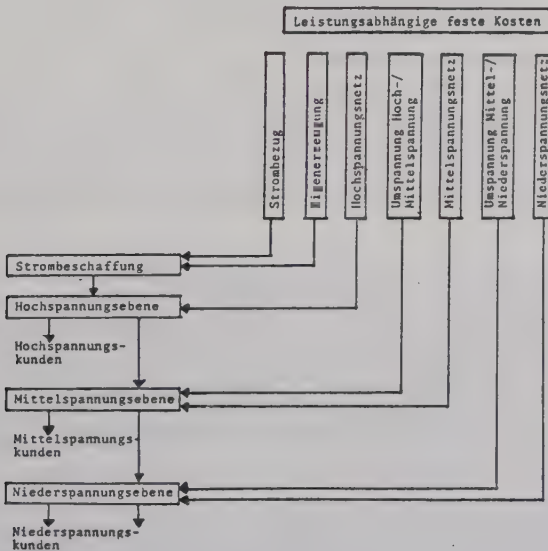
(4) Im vierten Schritt ermittelt man aus den spezifischen Kosten der fiktiven Teilkraftwerke und der pro Stunde geleisteten Arbeit die spezifischen Kosten je MWh zu jeder Zeiteinheit (Stunde). Entsprechend den eingesetzten Kapazitäten sind die spezifischen Kosten je MWh in der Spitzenlastzeit relativ hoch, in der Schwachlastzeit relativ niedrig.

(5) Im fünften Schritt erfolgt dann die Kostenzurechnung auf die ein- zelnen Abnehmergruppen. Der bei jeder Abnehmergruppe in jeder Stunde ermittelte Anteil an der Gesamtlast wird dabei mit den in Schritt 4. gewonnenen spezifischen Kosten je Zeiteinheit bewertet (multipliziert).

¹ Sowohl die Feststellung der individuellen Belastungsverläufe der einzelnen Abnehmergruppen als auch die Durchführung der Kostenzu- rechnung ist nur mittels EDV möglich. Daher hat dieses Verfahren erst in den letzten Jahren seine Bedeutung erlangt. Das hier angeführte Zahlenbeispiel stammt aus VDEW/VGW 1972, S. 66 ff.

Analog ist dieses Verfahren auch für den Netzbereich anzuwenden. Denn die Kostenzurechnung erfolgt, unabhängig vom angewandten Verfahren, immer nach Spannungsstufen. Ausgehend von den Strombeschaffungskosten (Kosten der Eigenerzeugung und des Stromfremdbezugs) werden den Abnehmergruppen sukzessive die Kosten der vorangehenden Netzebenen zugeordnet. Auf die Niederspannungskunden entfallen also neben den Beschaffungskosten die anteiligen Kosten des Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzes einschließlich der Kosten der Umspannung zwischen den Spannungsebenen (vgl. Abb. 7.1).

Abb. 7.1: Zurechnung der leistungsabhängigen festen Kosten



Bei den Abnehmern aller Spannungsstufen kommen die nicht leistungsabhängigen festen Kosten (z.B. Verwaltungs- und Meßkosten) hinzu, die in der jeweiligen Spannungsebene nach der Anzahl der Zähler aufgeteilt werden¹, ferner die arbeitsabhängigen Kosten für die bezogene Elektrizität, die ja bei jedem Abnehmer individuell durch Zählermessung festgestellt wird. Zusätzlich zu den leistungs- und arbeitsabhängigen Kosten gehen auch noch kalkulatorische Kosten in die Preisbildung ein, z.B. ein kalkulatorischer Gewinn in Höhe von maximal 3,5 % des betriebsnotwendigen Kapitals, der unter anderem die Zahlung der Konzessionsabgaben ermöglichen soll².

Bei einer Gegenüberstellung von Kosten und Erlösen einzelner Kundengruppen ist nun festzustellen, daß die "festen" Erlöse, die sich aus den arbeitsunabhängigen Grund- bzw. Leistungspreisen ergeben, keineswegs die festen, leistungsabhängigen Kosten decken. Insbesondere im Tarifabnehmerbereich wird nur ein Teil der Fixkosten durch den Grund- oder Leistungspreis abgedeckt, der andere Teil ist in den Arbeitspreisen enthalten. Diese von der BTO/Elt vorgesehene Möglichkeit soll den Kunden Anreize zum Stromsparen geben; andererseits hat bei dieser Kostenzuordnung das EVU Interesse an einer Absatzausweitung, um durch eine Erhöhung der "variablen" Erlöse höhere Deckungsbeiträge zu den Fixkosten zu erhalten³.

Zusammenfassend kann also festgestellt werden, daß die deutsche Elektrizitätswirtschaft ihre Preisbildung - sofern sie Gestaltungsfreiheiten im Rahmen der rechtlichen Verordnungen hat - an Vollkosten orientiert, die mittels aufwendiger Verfahren auf die einzelnen Abnehmer(-gruppen) verteilt werden. Ferner gilt das Prinzip der Gleichpreisigkeit in einem

1 Vgl. C. Bergmann et al. 1974, S. 162.

2 Konzessionsabgaben werden von den EVU an die Gemeinden und Landkreise gezahlt und als Gegenleistung für die Nutzung öffentlicher Wege (zum Zweck der Leitungsführung) sowie für die den EVU eingeräumte Ausschließungsstellung im Gebiet der jeweiligen Gebietskörperschaft angesehen. Vgl. unsere Ausführungen auf S. 325 f. sowie ausführlich H. Gröner 1975, S. 260 ff.

3 Vgl. auch W. Ohlms et al. 1982, S. 225.

Versorgungsgebiet. Die Zielsetzung der Absatzausweitung bzw. -maximierung ist in neuester Zeit eher in den Hintergrund getreten, während das Ziel der Kapitalrisikoabwälzung auf die Abnehmer mittels Netzkostenbeiträgen weiterhin aktuelle Bedeutung hat.

Wie sieht nun ein Tarifsysteem aus, das auf der Grundlage der technisch-ökonomischen Gegebenheiten die dargestellten rechtlichen Vorschriften erfüllt und sich an den beschriebenen branchenspezifischen Grundsätzen der Preisbildung orientiert? Und inwieweit werden in einem derartigen Preissystem die eingangs genannten effizienztheoretischen Forderungen verwirklicht?

Es gibt im Bundesgebiet weit über 600 EVU, die Strom an Letztverbraucher abgeben. Im Tarifabnehmerbereich sind allerdings die Möglichkeiten der Preisgestaltung stark eingeschränkt, so daß wir uns im folgenden auf wenige EVU beschränken und beispielhaft zunächst die Allgemeinen Tarife der Stadtwerke München darstellen.

7.3 Die Preise für Tarifabnehmer

7.3.1 Die Tarifstruktur

Die Stadtwerke München (SWM) bieten ihren Tarifkunden gemäß den Vorschriften der BTOElt zwei Grundpreistarife zur Wahl, einen Kleinverbrauchstarif und ergänzend einen Schwachlasttarif an (vgl. Abb. 7.2 und 7.4). Die Arbeitspreise sind dabei im jeweiligen Tarif für alle Abnehmer gleich hoch, ebenso die Verrechnungspreise, die an Art und Anzahl der Zähler gekoppelt sind. Bei den Bereitstellungspreisen, die ja Bestandteil des Grundpreises sind, liegen jedoch unterschiedliche Bezugsgrößen vor:

Bei Haushaltsabnehmern ist der Bereitstellungspreis gestaffelt nach der Anzahl der Tarifräume¹, wobei für Heizungs- und Klimaanlage Zu-

¹ Die Definition des sog. "Tarifraumes" ist hier nicht weiter zu behandeln. Vgl. die Erläuterungen in den Allgemeinen Tarifen der SWM.

schläge je nach dem Anschlußwert dieser Geräte erhoben werden. Mindestens werden jedoch zwei Räume berechnet.

Bei Abnehmern mit gewerblichem, beruflichem und sonstigem Bedarf ist Bezugsgröße für den Bereitstellungspreis immer der Anschlußwert aller Verbrauchseinrichtungen, wobei aber unterschiedliche Preise für Beleuchtungsanlagen sowie Kraftanlagen und andere Anlagen (z.B. Schweißgeräte, Brauchwassererwärmung) gelten. Die Anschlußwerte werden dabei folgendermaßen in "Tarif-kW" umgerechnet:

Die Verbrauchseinrichtung mit der höchsten Nennleistung wird zu 100 % berücksichtigt, eine der Anlagen mit der nächstniedrigeren Nennleistung zu 66,6 %, und alle übrigen Verbrauchseinrichtungen gehen zu 33,3 % ihrer Nennleistung in die Berechnung ein¹.

Bei Kunden, die, unabhängig von der Art ihres Strombedarfs, eine überdurchschnittlich hohe Leistung beanspruchen², wird der Bereitstellungspreis "nach gemessener Leistung" berechnet, jedoch für mindestens 25 kW.

Für Abnehmer mit landwirtschaftlichem Betriebsbedarf ist die landwirtschaftlich genutzte Fläche (mindestens 5 ha) maßgebend für den Bereitstellungspreis. Wird ein bestimmter Anschlußwert überschritten (4,5 kW zuzüglich 0,2 kW pro ha), so sind für die zusätzliche Anschlußleistung Zuschläge zu bezahlen.

1 Dieser Berechnungsmodus ist in § 6 BTOelt vorgeschrieben; er kann zur Anschaffung zusätzlicher Geräte anregen und damit verbrauchsfördernd wirken.

2 D.h., wenn die höchste in Anspruch genommene Leistung in mindestens zwei Monaten des Rechnungsjahres 25 kW (bei einer Bedarfsart) bzw. 30 kW (bei mehr als einer Bedarfsart) um mehr als 10 % übersteigt.

Wählt ein Abnehmer den Schwachlasttarif zusätzlich zu einem der beiden Grundpreistarife, so sind dann Zuschläge auf die Bereitstellungspreise zu zahlen, wenn die Verbrauchsanlagen nicht ausschließlich in der Schwachlastzeit betrieben werden können (etwa, indem sie über Rundsteueranlagen in Betrieb gesetzt werden). Der Beginn der Schwachlastzeit wird von den SWM abhängig vom Lastverlauf festgelegt zwischen 21 und 24 Uhr; die Schwachlastzeit dauert insgesamt acht Stunden.

Unabhängig von der Wahlmöglichkeit der Kunden zwischen den beiden Grundlasttarifen und dem Kleinverbrauchstarif wird der gesamte Verbrauch am Ende des Abrechnungsjahres automatisch nach dem Tarif abgerechnet, der für den Kunden am preiswertesten ist (Prinzip der Bestabrechnung nach § 2 Abs. 5 BTOElt).

Abb. 7.2: Haushaltstarife der Stadtwerke München, gültig seit 1. Juli 1983

Preisbestandteile	Grundpreistarife		Kleinverbrauchs- tarif	Schwachlasttarife	
	Tarif I	Tarif II		Tarif I	Tarif II
Arbeitspreis (Pf./kWh)	17,9	14,9	58,0	11,2	
Bereitstellungspreis (DM/Jahr)					
-für die ersten beiden Tarifräume	78,00	156,60	---	---	---
-für jeden weiteren Tarifraum	20,40	39,60	---	---	---
-Zuschläge	75,00 ¹⁾	154,20 ¹⁾	---	4,80 ²⁾	3,00 ²⁾
Verrechnungspreis (DM/Jahr)					
-Wechselstromzähler	30,00		30,00	51,00 ³⁾	
-Drehstromzähler	50,40		50,40	51,00 ³⁾	

- 1) Der Zuschlag wird berechnet für je 0,5 kW Anschlußwert bei festinstallierten Verbrauchsgeräten zur Heizung bzw. Klimatisierung ohne zeitliche Begrenzung sowie für die 2 kW übersteigende Anschlußleistung beweglicher Verbrauchsgeräte ohne zeitliche Begrenzung.
- 2) Der Zuschlag wird für jeden Tarifraum berechnet, sofern die Verbrauchseinrichtungen nicht ausschließlich in der Schwachlastzeit betrieben werden können.
- 3) Zuschlag zum Verrechnungspreis für jede Zweitartifmeßeinrichtung.

Abb. 7.3: Tarife für gewerbliche, berufliche und sonstige Abnehmer der Stadtwerke München, gültig seit 1. Juli 1983

Preisbestandteile	Grundpreistarife		Kleinverbrauchs- tarif	Schwachlasttarife	
	Tarif I	Tarif II		Tarif I	Tarif II
Arbeitspreis (Pf./kWh)	17,9	14,9	58,0	11,2	
Bereitstellungspreis (DM/Jahr)					
- Beleuchtungsanlagen je angefangene 100 Tarif-Watt	33,60	55,20	---	4,80 ¹⁾	3,00 ¹⁾
- Kraft- u. sonstige Anlagen: je 0,5 Tarif-Watt	75,00	154,20	---	10,80 ²⁾	6,00 ²⁾
Verrechnungspreis (DM/Jahr)					
- Wechselstromzähler	30,00		30,00	51,00 ³⁾	
- Drehstromzähler	50,40		50,40	51,00 ³⁾	

- 1) 2) Sofern die Verbrauchseinrichtungen nicht ausschließlich in der Schwachlastzeit betrieben werden können, ist der Zuschlag je angefangene 100 Tarif-Watt (Beleuchtungsanlagen) bzw. je 0,5 Tarif-Watt (Kraft- und sonstige Anlagen) zu zahlen.
- 3) Zuschlag zum Verrechnungspreis für jede Zweitartifmeßeinrichtung.

Abb. 7.4: Tarife für Landwirtschaftsabnehmer der Stadtwerke München, gültig seit 1. Juli 1983

Preisbestandteile	Grundpreistarife		Kleinverbrauchs- tarif	Schwachlasttarife	
	Tarif I	Tarif II		Tarif I	Tarif II
Arbeitspreis (Pf./kWh)	17,9	14,9	58,0	11,2	
Bereitstellungspreis (DM/Jahr)					
- für die ersten 5 Tarif-Hektar	72,00 13,20	138,00 19,20	---	---	---
- für jedes weitere ha			---		
- Zuschläge	13,20 ¹⁾	19,20 ¹⁾	---	3,00 ²⁾	1,80 ²⁾
Verrechnungspreis (DM/Jahr)					
- Wechselstromzähler	30,00		30,00	51,00 ³⁾	
- Drehstromzähler	50,40		50,40	51,00 ³⁾	

- 1) Bei Überschreiten eines Anschlußwertes von 4,5 kW zuzüglich 0,2 kW pro Hektar ist der Zuschlag für je angefangene 0,2 kW zu zahlen.
- 2) Sofern die Verbrauchseinrichtungen nicht ausschließlich in der Schwachlastzeit betrieben werden können, ist der Zuschlag für jedes angefangene Tarif-Hektar zu zahlen.
- 3) Zuschlag zum Verrechnungspreis für jede Zweitartifmeßeinrichtung.

Das bedeutet z.B. für einen Haushaltsabnehmer mit drei Tarifräumen, daß bis zu einem jährlichen Verbrauch von 245 kWh der Kleinverbrauchs-tarif angewendet wird, bei einem Verbrauch zwischen 245 kWh und 3260 kWh der Grundpreistarif I, ab 3260 kWh der Grundpreistarif II und ab 6540 kWh der Grundpreistarif II mit dem Arbeitspreis von Tarif I (lineare Komponente).

Der marginale Arbeitspreis, also der Preis für die letzte verbrauchte kWh, sinkt mit zunehmendem Verbrauch zunächst von 58 Pf. über 17,9 Pf. auf 14,9 Pf., um dann wieder auf 17,9 Pf. anzusteigen (vgl. Abb. 7.5).

Abb. 7.5: Strompreise der Stadtwerke München für einen Haushaltsabnehmer mit 3 Tarifräumen sowie 1 Drehstromzähler (kein Schwachlasttarif)

Verbrauch (kWh/Jahr)	marginaler Arbeitspreis (Pf./kWh)	Arbeitspreis (DM/Jahr)	Bereitstel- lungspreis (DM/Jahr)	Gesamtpreis ¹⁾ (DM/Jahr)	Durchschnitts- preis ²⁾ (Pf./kWh)
50	58,0	29,00	---	79,40	58,0
100	↓	58,00	---	108,40	58,0
240		139,20	---	189,60	58,0
250	17,9	44,75	98,40	193,55	57,3
500	↓	89,50	↓	238,30	37,6
1000		179,00		327,80	27,7
2000		358,00		506,80	22,8
3000	↓	537,00	↓	685,80	21,2
3260		583,54		732,34	20,9
3270	14,9	487,23	196,20	735,83	20,9
4000	↓	596,00	↓	842,60	19,8
5000		745,00		991,60	18,8
6000		894,00		1140,60	18,1
6530		972,97		1219,57	17,9
6540	17,9	1170,66	↓	1417,26	20,9
7000	↓	1253,00		1499,60	20,7

- 1) Gesamtpreis = Summe aus Arbeits-, Bereitstellungs- und Verrechnungspreis.
- 2) Durchschnittspreis = Quotient aus der Summe von Arbeits- und Bereitstellungspreis sowie den verbrauchten kWh.

Bei einem gewerblichen Abnehmer mit insgesamt 12 kW bestellter Leistung dagegen gilt bis zu einer Abnahme von über 3000 kWh der Kleinverbrauchstarif, und erst ab einem überdurchschnittlichen Verbrauch von etwa 70.000 kWh erfolgt der Übergang von Tarif I auf Tarif II (vgl. Abb. 7.6).

Abb. 7.6: Strompreise der Stadtwerke München für Gewerbeabnehmer mit 12 Tarif-kW (davon 9 kW für Kraftanlagen und 3 kW für Beleuchtungsanlagen) und je 1 Dreh- und Wechselstromzähler (ohne Schwachlastzeiten)

Verbrauch (kWh/Jahr)	Marginaler Arbeitspreis (Pf./kWh)	Arbeitspreis (DM/Jahr)	Bereitstel- lungspreis Kraft (DM/Jahr)	Bereitstel- lungspreis Licht (DM/Jahr)	Gesamtpreis ¹ (DM/Jahr)	Durchschnitts- preis (Pf./kWh)
300	58,0	174,--	---	---	254,40	58,0
500	↓	290,--	---	---	370,40	58,0
1000	↓	580,--	---	---	660,40	58,0
3000	↓	1740,--	---	---	1820,40	58,0
5000	↓	2900,--	---	---	2980,40	58,0
10000	17,9	1790,--	1350,--	1008,--	4228,40	41,5
15000	↓	2685,--	↓	↓	5123,40	33,6
20000	↓	3580,--	↓	↓	6018,40	29,7
30000	↓	5370,--	↓	↓	7808,40	25,8
40000	↓	7160,--	↓	↓	9598,40	23,8
50000	↓	8950,--	↓	↓	11388,40	22,6
60000	↓	10740,--	↓	↓	13178,40	21,8
70000	14,9	10430,--	2775,60	1650,--	14935,40	21,2
80000	↓	11920,--	↓	↓	16425,40	20,4

1) Gesamtpreis = Summe aus Arbeits-, Bereitstellungs- und Verrechnungspreis.

2) Durchschnittspreis = Quotient aus der Summe von Arbeits- und Bereitstellungspreis sowie den verbrauchten kWh.

Bei den Tarifen für Landwirtschaftsabnehmer fällt auf, daß diese im Vergleich zu Gewerbeabnehmern mit gleicher Anschlußleistung nur geringe Bereitstellungspreise zahlen müssen (vgl. Abb. 7.8). Das hat zur Folge, daß mit zunehmendem Verbrauch der Durchschnittspreis sehr viel langsamer fällt als bei den übrigen Abnehmern (vgl. Abb. 7.7).

Abb. 7.7: Strompreise der Stadtwerke München für Landwirtschaftsabnehmer mit 20 ha Nutzfläche sowie 10 kW Anschlußwert und 1 Drehstromzähler

Verbrauch (kWh/Jahr)	Marginaler Arbeitspreis (Pf./kWh)	Arbeitspreis (DM/Jahr)	Bereitstel- lungspreis (DM/Jahr)	Gesamtpreis ¹⁾ (DM/Jahr)	Durchschnitts- preis ²⁾ (Pf./kWh)
500	58,0	290,00	---	340,40	58,0
1000	17,9	179,00	375,60	605,00	55,5
3000		537,00		963,00	30,4
6000	↓	1074,00	↓	1500,00	24,2
7000	14,9	1043,00	579,60	1673,00	23,2
10000	↓	1490,00	↓	2120,00	20,7
15000		2235,00		2865,00	18,8
20000	17,9	3580,00	↓	4210,00	20,8

- 1) Gesamtpreis = Summe aus Arbeits-, Bereitstellungs- und Verrechnungspreis
- 2) Durchschnittspreis = Quotient aus der Summe von Arbeits- und Bereitstellungspreis sowie den verbrauchten kWh

Abb. 7.8: Jährliche Bereitstellungspreise der Stadtwerke München für Gewerbe- und Landwirtschaftsabnehmer bei einem Anschlußwert von 5,5 kW

	Landwirtschafts- abnehmer (5 Tarif-ha)	Gewerbeabnehmer	
		Kraft	Licht
Grundpreistarif I	72,00	825,00	1848,00
Grundpreistarif II	138,00	1696,20	3036,00

Die beschriebenen Tarifpreise sind jeweils Nettopreise; darauf wird eine Ausgleichsabgabe erhoben, die (seit 1.6.1986) in Bayern 4,2 % beträgt¹. Ferner ist auf die Summe von Nettopreis und Ausgleichsabgabe die Mehrwertsteuer (14 %) zu entrichten.

7.3.2 Beurteilung

7.3.2.1 Die zweiteilige Preisstruktur

Grundsätzlich sind, wie oben dargestellt wurde, zweiteilige Tarife dazu geeignet, bei steigenden Skalenerträgen zu einer effizienten Allokation der Ressourcen unter gleichzeitiger Vermeidung von Defiziten zu führen. Dabei zahlen die Konsumenten einen "Arbeitspreis" in Höhe der langfristigen Grenzkosten der Versorgung; das entstehende Defizit wird über eine Grundgebühr gedeckt, die bei Verteilung auf sehr viele Abnehmer und bei Vorliegen nur schwach steigender Skalenerträge relativ gering ist. Eine solche Grundgebühr ist nur dann entscheidungs- und allokatons-wirksam, wenn durch ihre Höhe Nachfrager vom Konsum ausgeschlossen werden, weil die Höhe der Grundgebühr die individuelle Konsumentenrente dieser Nachfrager übersteigt. Dann ist es jedoch sinnvoll, differenzierte Grundgebühren für verschiedene Kundengruppen einzuführen; denn auch Nachfrager, die nur bereit sind, eine geringe Grundgebühr zu zahlen, tragen zur Kostendeckung bei, so daß die Grundgebühren für die übrigen Konsumenten verringert werden können und sich die Wohlfahrt aller erhöht².

1 Die Ausgleichsabgabe wurde im Dritten Verstromungsgesetz vom 13.12.1974 festgelegt, das den Verbrauch deutscher Steinkohle in den Kraftwerken anregen und sichern sollte. Dafür wurden verschiedene Subventionsmöglichkeiten geschaffen, die durch die Ausgleichsabgabe finanziert werden. Die Ausgleichsabgabe betrug seit 01.06.1986 im Bundesdurchschnitt 4,5 % und nimmt in den einzelnen Bundesländern Werte zwischen 3,5 % (Berlin) und 5,2 % (Saarland) von den Umsätzen der EVU mit Stromverbrauchern an. Zum 1.6.1987 ist eine erhebliche Erhöhung der Ausgleichsabgabe geplant. Vgl. auch I. Vogelsang 1982, S. 19 ff.

2 Vgl. J. Finsinger 1979b, S. 192.

Eine besondere Art von zweiteiligen Tarifen, die Höchstlastpreise, wurden - neben den uniformen Spitzenlastpreisen - als geeignet angesehen, die Auswirkungen der periodisch schwankenden Nachfrage zu begrenzen, d.h. zu einer Reduzierung der notwendigen Kapazitäten sowie zu einer Verbesserung der Anlagenausnutzung beizutragen¹. Der Arbeitspreis für die abgenommene Strommenge liegt dabei für alle Abnehmer in Höhe der kurzfristigen Grenzkosten, während der Leistungspreis entsprechend der individuellen Höchstlast und deren zeitlichem Anteil an der Spitzenlastzeit des gesamten Systems differenziert wird. Dieser Leistungspreis ist jedoch, im Gegensatz zur oben erwähnten Grundgebühr, entscheidungswirksam; der Nachfrager kann ihn durch Verschieben seiner Leistungsanspruchnahme beeinflussen, da bei einer Übereinstimmung der individuellen Höchstlast mit der Systemspitze die gesamten (marginalen) Kapazitätskosten in den Preis eingehen, während bei Inanspruchnahme der Höchstlast ganz außerhalb der gesamten Spitzenlast keine Kapazitätskosten angerechnet werden.

Im allgemeinen erfolgt jedoch bei Tarifkunden, insbesondere bei Haushaltskunden, wegen der vergleichsweise geringen Leistungsanspruchnahme keine individuelle Leistungsmessung².

Die Grundpreise für die Tarifabnehmer der SWM sind nach Kundengruppen differenziert. Kleinabnehmer müssen nur den relativ niedrigen Verrechnungspreis zahlen, Abnehmer mit eher unterdurchschnittlichem Verbrauch den Grundpreis I und Abnehmer mit eher überdurchschnittlichem Verbrauch den weitaus höheren Grundpreis II, wobei weitere Differenzierungen nach der Verwendungsart des Stroms erfolgen.

Allerdings wird der Grundpreis erhoben, um durch "feste Erlöse", die von der abgenommenen Strommenge unabhängig sind, die Fixkosten des EVU, also insbesondere die Kosten der Erzeugungs-, Transport- und Verteilungskapazitäten zu decken. Dagegen sollen mit dem Arbeitspreis die variablen

1 Vgl. die Ausführungen im Unterabschnitt 3.2.5.3.

2 Die "Berechnung nach gemessener Leistung" entspricht allerdings annähernd einer effizienten Höchstlastpreisbildung. Mit zunehmendem Stromverbrauch bei gleichbleibender Höchstleistung steigt die Wahrscheinlichkeit einer (mindestens teilweisen) zeitlichen Übereinstimmung von individueller Höchstlast und Systemspitzenlast, und die Stromnachfrage wird gleichmäßiger. Daraus ist abzuleiten, daß der Leistungspreis steigen und der Arbeitspreis fallen sollte. Bei dem geschilderten Tarifsystem der SWM trifft das erst zu, wenn von Tarif I auf Tarif II übergegangen wird (also z.B. bei einer gemessenen Leistung von 25 kW ab einer relativ geringen Stromabnahmemenge von über 3000 kWh). Vgl. J. Finsinger/P. Kleindorfer 1981, S. 53.

Kosten der Versorgung, d.h. vor allem die Brennstoffkosten, abgegolten werden¹.

Allein der letztgenannte Preis beeinflusst jedoch das Konsumverhalten des einzelnen Abnehmers, denn mit dem Grundpreis wird lediglich das Recht erworben, Strom zu einem einheitlichen Preis zu beziehen, so daß er in der Regel nicht entscheidungswirksam ist².

Der entscheidungswirksame Preis aber spiegelt nur die kurzfristigen Grenzkosten wider, und diese liegen in der Elektrizitätswirtschaft im allgemeinen unter den langfristigen Grenzkosten³. Somit fragen die Konsumenten mehr Strom nach als bei einer Orientierung an den langfristigen Grenzkosten. Da die Tarif- und insbesondere die Haushaltsabnehmer jedoch fast allen Strom tagsüber, also in der Starklastzeit, verbrauchen, wird durch eine Nachfrageausweitung dieser Kundengruppe tendenziell auch eine Erweiterung der Kapazitäten erforderlich; die dadurch zusätzlich entstehenden fixen Kosten werden den Konsumenten wiederum durch eine Erhöhung der Grundpreise angelastet, obgleich mehr Kapazität vorhanden ist, als die Nachfrager bei allokatiosoptimalen langfristigen Grenzkostenpreisen zu zahlen bereit gewesen wären⁴.

Die von der Elektrizitätswirtschaft beklagten "unausgewogenen Kostenstrukturen"⁵, womit die Tatsache umschrieben wird, daß die "festen Erlöse" nur einen Teil der festen Kosten decken (bei den Haushaltsabnehmern z.B. nur etwa 50 %) und daß in den Arbeitspreisen Teile der Kapazitätskosten enthalten sind, sind im Licht der vorangegangenen Feststellungen somit völlig anders zu bewerten: Nämlich als mehr oder weniger starke Annäherung an die effiziente Preisbildung durch zweiteilige Tarife.

1 Vgl. unsere Ausführungen im Unterabschnitt 7.2.2.

2 Ein leistungsunabhängiger Grundpreis ist nur dann entscheidungswirksam, wenn er die individuelle Konsumentenrente eines Abnehmers bei dem gegebenen Preis übersteigt und die Nachfrage ganz verhindert. Vgl. unsere Ausführungen auf S. 59.

3 Vgl. zum Verhältnis von kurz- und langfristigen Grenzkosten ganz allgemein Unterabschnitt 3.2.2 sowie zu den speziellen Kostenverläufen in der Elektrizitätswirtschaft Unterabschnitt 6.2.1.

4 Vgl. J. Finsinger 1979b, S. 190.

5 W. Ohlms et al. 1982. S. 225.

Dabei ist jedoch zu beachten, daß die je nach Kundengruppe unterschiedliche Komponente des Grundpreises, der Bereitstellungspreis, im Haushaltsabnehmerbereich an die Raumzahl als Bezugsgröße anknüpft. In früheren Zeiten, als Strom fast ausschließlich zu Beleuchtungszwecken verwendet und in jedem Raum eine annähernd gleichstarke Glühbirne betrieben wurde, war dieser Indikator für die Inanspruchnahme der Leistung begründet. Dagegen ist heute die Korrelation zwischen der Anzahl der Räume und der Leistungsanspruchnahme kaum mehr gegeben, da der Strombedarf für Beleuchtungszwecke nur noch einen geringen Anteil des Gesamtstrombedarfs der Haushalte ausmacht¹; häufig wird daher inzwischen der Bereitstellungspreis pauschal pro Haushalt erhoben. Auch die Berechnung des Bereitstellungspreises für Landwirtschaftsabnehmer in Abhängigkeit von der Größe der Nutzfläche erscheint kaum angemessen. Denn der Stromverbrauch landwirtschaftlicher Betriebe wird nicht so sehr von der vorhandenen Nutzfläche, sondern vielmehr von der Art der Produktion bestimmt². Es läge also nahe, ebenso wie für gewerbliche Abnehmer den Anschlußwert der Anlagen als Bezugsgröße heranzuziehen; dann könnte auch die Festsetzung von Höchstanschlußwerten pro Hektar entfallen³.

Zunächst ist demnach festzuhalten, daß in der Elektrizitätswirtschaft zwar zweiteilige Tarife mit einer Grundgebühr verwendet werden, daß im Vergleich zur allokationsoptimalen Lösung die Grundpreise für Tarifabnehmer jedoch tendenziell zu hoch und die Arbeitspreise tendenziell zu niedrig sind.

Als Folge dieser Tarifstruktur fällt der Durchschnittspreis für 1 kWh mit zunehmendem Stromverbrauch bei allen Abnehmergruppen sehr stark bis zu der Abnahmemenge, bei der die lineare Komponente in Kraft tritt. Durch die Regelungen der BTO/Elt über die Tarifförmen ist der degressive Verlauf des Preises praktisch vorgegeben; er wird von den EVU jedoch auch damit begründet, daß die sinkenden Durchschnittskosten bei Erzeugung und Verteilung von Strom im Sinne der Kostenorientierung der Tarife an die Abnehmer weitergegeben werden sollen.

1 Vgl. M. Horn 1978, S. 12.

2 Ein Veredelungsbetrieb (Viehztucht, Milchwirtschaft) hat die tendenziell kleiner Nutzfläche einen hohen Strombedarf, während ein reiner Ackerbaubetrieb bei tendenziell großer Fläche eher weniger elektrische Energie benötigt.

3 Es erscheint nicht abwegig, anzunehmen, daß die tarifliche Begünstigung der Landwirtschaftsabnehmer ebenso wie andere Vorteile für diesen Bereich politisch begründet sind. Allerdings wird in neuerer Zeit, anknüpfend an Modellversuche einzelner EVU, in der Elektrizitätswirtschaft über eine "Modernisierung" der Tarife diskutiert.

Eindeutig steigende Skalenerträge bzw. sinkende Durchschnittskosten liegen, wie mehrfach erläutert, im Transportbereich vor. Bei der Erzeugung von Elektrizität sind jedoch im allgemeinen heute keine sinkenden, sondern eher konstante Durchschnittskosten gegeben¹. Und die zunehmenden Skalenerträge in der Verteilung beruhen weitgehend auf Verbundvorteilen, sind also im wesentlichen abhängig von der Anschlußdichte und der Lastverteilung der einzelnen Abnehmer, nicht jedoch von der absoluten Abnahmemenge der Kunden. Aus dieser Kostenstruktur ist daher nicht die Schlußfolgerung zu ziehen, daß "die hundertste Kilowattstunde eines Haushalts mehr als die fünftausendste kostet"².

Zudem ist der Zeitpunkt der Stromabnahme, d.h. die auf die Erzeugungs- und Verteilungskapazitäten einwirkende Gesamtbelastung, bei dieser Preissetzung nicht berücksichtigt. Tarifikunden verbrauchen den Großteil des von ihnen abgenommenen Stroms tagsüber (etwa zwischen 7 und 21 Uhr), wenn die Belastung der Kapazitäten der EVU hoch ist (Mittel- und Spitzenlastzeit). Morgens, mittags und insbesondere in den Abendstunden ergeben sich Belastungsspitzen, die vorwiegend von der Stromabnahme der Haushaltskunden hervorgerufen werden, da die Gewerbe-, Landwirtschafts- und sonstigen Abnehmer weit weniger an der Gesamtabnahme beteiligt sind und einen gleichmäßigeren Belastungsverlauf aufweisen³. Die Tarifpreise sind jedoch ausschließlich nach der abgenommenen Strommenge differenziert, nicht nach dem in Anspruch genommenen Anteil an der Höchstlast. Abnehmer mit geringem Verbrauch zahlen sehr hohe Durchschnittspreise, Kunden mit hoher Stromabnahme geringe Durchschnittspreise. Daraus könnte man ableiten, daß Abnehmer mit niedrigem Verbrauch große Spitzen- bzw. Höchstlastanteile haben und daß die in Anspruch genommene Leistung mit dem Stromverbrauch unterproportional zunimmt. Doch ist ein derartiger Zusammenhang zwischen der Höhe des Stromverbrauchs, der Höhe der Leistungsanspruchnahme und den Spitzenlastanteilen kaum zu beweisen und wohl auch nicht gegeben⁴. Es ist auch

1 Vgl. unsere Ausführungen in den Unterabschnitten 6.1.2, 6.2.2 und 6.2.3.
2 J. Finsinger 1979b, S. 190.

3 Vgl. C. Bergmann et al. 1974, S. 163.

4 Vgl. J. Finsinger 1979b, S. 190.

unwahrscheinlich, daß Abnehmer mit hohem Stromverbrauch nie in der Spitzenlastzeit Energie nachfragen, während Kleinverbraucher immer während dieser Zeit der Höchstbelastung Strom beziehen¹.

Daraus folgt, daß die Stromtarife im Tarifabnehmerbereich, die zu einem degressiven Verlauf der Durchschnittspreise führen, die zugrunde liegenden Kosten nicht widerspiegeln. Die Preisbildung orientiert sich nicht an den langfristigen Grenzkosten, wie es zur Realisierung einer optimalen Allokation der Ressourcen erforderlich wäre; sie richtet sich nicht einmal nach den von den einzelnen Abnehmergruppen verursachten Durchschnitts- bzw. Gesamtkosten, wie es von der Elektrizitätswirtschaft postuliert und in der BTOEl mit dem Stichwort Kostenorientierung vorgeschrieben wird.

Betrachtet man nun den marginalen Arbeitspreis, so ist auch hier festzustellen, daß eine Kostenorientierung nicht vorliegt. Dieser Preis für die jeweils letzte verbrauchte Kilowattstunde fällt stufenweise mit zunehmendem Verbrauch bis zum Einsetzen der linearen Komponente, da ja von den EVU eine Bestabrechnung durchgeführt werden muß. Der Zeitpunkt der Stromabnahme ist allerdings bei der Festlegung des marginalen Preises pro kWh ohne Bedeutung; vielmehr hängt letzterer allein von der verbrauchten Strommenge ab. Aus den zugrunde liegenden Kosten ist es aber nicht zu erklären, warum z.B. bei einem beliebigen Haushaltsabnehmer ab der 3260.kWh ein um 3 Pf. geringerer Arbeitspreis für die gesamte Strommenge zu bezahlen ist als bei einer Abnahme von 3000 kWh.

Auch hier würde eine an Grenzkosten orientierte Preisbildung ein anderes Ergebnis haben. Da mit zunehmender Benutzungsdauer und damit steigender Stromabnahmemenge auch die Übereinstimmung in der zeitlichen Leistungsanspruchnahme (zumindest der Haushaltsabnehmer) zunimmt, wäre sogar ein progressiver Tarifverlauf, also ein mit steigendem Strombezug zunehmender marginaler Arbeitspreis, denkbar².

1 Das Argument, eine zeitlich differenzierte Leistungsmessung könne bei Tarifkunden nicht durchgeführt werden, weil sie im Vergleich zur abgenommenen Strommenge zu hohe Kosten verursache, erscheint als nicht stichhaltig. Die Meßpreise, die Sonderabnehmer z.B. für gesonderte Leistungsmessung in der Spitzenlastzeit zu entrichten haben, sind relativ moderat. Ferner ist eine zeitliche Gebührendifferenzierung im Fernmeldebereich bereits seit langem möglich und üblich, ohne daß den Kunden dadurch übermäßig hohe Kosten entstünden.

2 Vgl. auch M. Horn 1978, S. 13.

7.3.2.2 Das Preisgefüge

Eine nach dem Zeitpunkt der Stromabnahme differenzierende Preisbildung erfolgt allerdings mit dem Schwachlasttarif, der für den Strombezug während der Nachtzeit angewendet wird. Der Schwachlastpreis besteht nur aus dem gegenüber den anderen Tarifen niedrigeren Arbeitspreis für die abgenommene Strommenge¹. In der Schwachlastzeit sind die Erzeugungs- und Verteilungskapazitäten der EVU nicht voll ausgelastet, so daß die zusätzlich verbrauchten kWh keine Kapazitätskosten verursachen, sondern nur variable Kosten (insb. Brennstoffkosten). Daher sollte der Schwachlastpreis auch keinen oder nur einen geringen Teil der Kapazitätskosten beinhalten. Da die Kapazitätskosten, wie oben dargestellt, mit den Bereitstellungspreisen abzudecken sind und im allgemeinen für den Strombezug in der Schwachlastzeit kein zusätzlicher Bereitstellungspreis gefordert wird, ist davon auszugehen, daß der Schwachlastpreis in etwa den variablen Durchschnittskosten entspricht. Um durch Preisdifferenzierung nach dem Zeitpunkt des Verbrauchs jedoch eine effiziente Allokation zu erreichen, wäre es andererseits erforderlich, daß der Spitzenlastpreis alle Kapazitätskosten enthält, also den langfristigen Grenzkosten entspricht. Dies ist jedoch, wie oben dargelegt wurde, nicht der Fall.

Auch die Bereitstellungspreise sind - je nach Verwendungsart des Stroms - differenziert. Bei Gewerbe- und sonstigen Abnehmern ist der Bereitstellungspreis für Lichtstrom wesentlich höher als der für Kraftstrom, während für Landwirtschaftsabnehmer im Vergleich zu den anderen Kundengruppen sehr niedrige Bereitstellungspreise gelten².

Mit dem Bereitstellungspreis sollen die leistungsabhängigen Kosten abgegolten werden. Lichtstrom von gewerblichen Abnehmern wird nun vor allem in den Zeiten hoher Belastung der Kapazitäten nachgefragt, so daß Lichtstromabnehmern relativ hohe Kapazitätskosten zuzurechnen sind,

1 Hinzu kommen dem Abnehmer direkt zurechenbare Kosten für zusätzliche Meßeinrichtungen sowie evt. Zuschläge auf den Bereitstellungspreis.

2 Die Haushaltsabnehmer können in den Vergleich nicht einbezogen werden, da ihr Bereitstellungspreis sich nicht nach der Anschlußleistung, sondern nach der Raumzahl richtet.

mehr jedenfalls als Kraftstromabnehmern mit ebenso hoher Leistungsbeanspruchung, die sich jedoch gleichmäßiger über den Tag verteilt¹. Die unterschiedlich hohen Bereitstellungspreise für diese beiden Abnehmergruppen lassen sich also mit dem Argument der Kostenorientierung zumindest zum Teil begründen.

Die niedrigen Bereitstellungspreise für die Landwirtschaftsabnehmer werden dagegen darauf zurückgeführt, daß diese insbesondere im Sommer Strom verbrauchen und somit zur besseren Auslastung der dann nicht voll beanspruchten Kapazitäten beitragen und daß die spezialisierten elektrischen Geräte meist nur selten im Jahr benutzt werden, so daß mit niedrigen Preisen ein Ausweichen auf Substitutionsenergien verhindert werden soll². Das erstgenannte Argument ist zwar auf die der Preisbildung zugrunde liegenden Kosten bezogen; zu berücksichtigen sind jedoch in diesem Zusammenhang einmal der (tendenziell kostensenkende) höhere Anteil von Freileitungen, zum anderen die (tendenziell kosten erhöhende) geringere Anschluß- bzw. Abnahmedichte sowie die längeren Leitungswege in ländlichen Versorgungsgebieten³. Ferner weisen Landwirtschaftsabnehmer einen höheren Durchschnittsverbrauch als die übrigen Tarifabnehmer auf. Daher sind Preisdifferenzen in der Höhe, wie sie z.B. gegenüber gewerblichen Kraftabnehmern mit gleicher Anschlußleistung bestehen, wohl kaum zu rechtfertigen, zumal auch, wie bereits erwähnt, die Bezugsgröße für den Bereitstellungspreis im Landwirtschaftsbereich verfehlt erscheint⁴.

Das zweite von der Elektrizitätswirtschaft genannte Argument könnte so interpretiert werden, daß die individuelle Konsumentenrente der Landwirtschaftsabnehmer bei der Nachfrage nach Elektrizität sehr gering ist. Durch die Festsetzung eines niedrigen Grundpreises kann dann verhindert werden, daß diese Nachfrager vom Konsum ausgeschlossen werden, womit sich positive Auswirkungen (d.h. eine Verringerung der Grundgebühr) auch auf die Gesamtheit der Abnehmer ergeben⁵. Doch wurde oben bereits dar-

1 Vgl. auch L. Haas 1975, S. 49.

2 Vgl. ebenda, S. 49 f.

3 Vgl. W. Schulz/H. Schütz 1972, S. 133.

4 Vgl. S. 243.

5 Differenzierte Grundgebühren wirken wohlfahrtserhöhend, da zum einen kein Nachfrager vom Konsum ausgeschlossen wird und zum anderen die auf die übrigen Nachfrager entfallende Grundgebühr gesenkt werden kann. Vgl. S. 238 sowie J. Finsinger 1979b, S. 192.

gelegt, daß die übrigen Bedingungen optimaler zweiteiliger Tarife, insbesondere die Orientierung an den langfristigen Grenzkosten sowie die optimale Festlegung der Grundgebühr, nicht gegeben sind. Der Bereitstellungspreis soll vielmehr die anteiligen leistungsabhängigen Kosten decken. Die extrem niedrigen Bereitstellungspreise können somit auf eine interne Subventionierung der Landwirtschaftsabnehmer, zumindest jedoch auf inkonsistente Preissetzung hindeuten.

Ein weiteres kommt hinzu: Mit dem Bereitstellungspreis sollen die fixen Kosten der Versorgung, also auch und insbesondere die Kosten für Transport- und Verteilungsnetze gedeckt werden. Diese Kosten sind jedoch bei den einzelnen Abnehmern, je nach "Entfernung" zum Kraftwerk, ganz unterschiedlich hoch. Gleichwohl erfolgt eine Differenzierung der Bereitstellungspreise nur nach wenigen Kundengruppen, wobei das Kriterium "Kosten der Versorgungsleitung" nirgendwo explizit in die Bezugsgröße für den Bereitstellungspreis eingeht. Im Gegenteil: Die Abnehmergruppe, bei der tendenziell die höchsten Verteilungskosten zu erwarten sind - die Landwirtschaftsabnehmer -, hat die weitaus niedrigsten Bereitstellungspreise. Somit ist anzunehmen, daß durch das bestehende Tarifsystem Abnehmer mit hohen Leitungskosten intern subventioniert werden¹.

Die differenzierten Bereitstellungspreise sind auch nicht mit zeitlicher Preisdifferenzierung unter den Bedingungen der Höchstlastpreisbildung zu rechtfertigen. Da der Bereitstellungspreis, wenn er einmal entrichtet ist, wie eine Kopfsteuer wirkt und nicht entscheidungswirksam ist, hat er auch keine allokativen Wirkungen; entscheidungswirksam für das Nachfrageverhalten der Abnehmer ist vielmehr allein der marginale Arbeitspreis. Somit tragen die differenzierten Bereitstellungspreise nicht zu einer effizienteren Allokation bei.

1 Vgl. auch H. Gröner 1975, S. 376.

7.3.2.3 Zwischenergebnis

Zusammenfassend ist also festzustellen, daß Preisstruktur und Preisgefüge der SWM, die hier repräsentativ für zahlreiche EVU dargestellt wurden, im Tarifabnehmerbereich nicht den Kriterien der Allokationseffizienz genügen, ja selbst die Forderung der BTOElt nach "Kostenorientierung und Ausgewogenheit der Tarife" nur ungenügend erfüllen.

Folgende Ergebnisse wurden abgeleitet:

- Die langfristigen Grenzkosten sind nicht Grundlage der Preisbildung. Daher sind in den vorliegenden zweiteiligen Tarifen die Grundpreise tendenziell zu hoch, die Arbeitspreise tendenziell zu niedrig. Es ist zu vermuten, daß dadurch ineffiziente Kapazitätserweiterungen induziert werden.
- Die Tarifstruktur deutet auf die Möglichkeit interner Subventionierung hin. Nutznießer sind vor allem Landwirtschaftsabnehmer,¹ aber auch andere Abnehmer mit überdurchschnittlich hohen Leitungskosten.
- Eine Differenzierung der Preise nach dem Zeitpunkt der Stromabnahme erfolgt nur durch das Angebot des Schwachlasttarifs. Eine Spitzenlast- oder Höchstlasttarifizierung wird nicht angewandt.
- Weder der degressive Verlauf der Durchschnittspreise noch die mit zunehmendem Verbrauch sinkenden marginalen Arbeitspreise noch der außerordentlich niedrige Bereitstellungspreis für Landwirtschaftsabnehmer sind auf die zugrunde liegenden Kosten bezogen.

Ob und gegebenenfalls wie die Preise für typische Sonderabnehmer die allokativen Effizienzkriterien erfüllen, wird im folgenden Abschnitt untersucht.

¹ Aufgrund der verfehlten Bezugsgröße für den Bereitstellungspreis mit der Nichtberücksichtigung besonders hoher Leitungskosten.

7.4 Preise für typische Sonderabnehmer

Die Sonderabnehmerpreise in der Bundesrepublik unterscheiden sich stark hinsichtlich des Preisniveaus, der Preisstruktur und der damit verbundenen Lieferkonditionen. Dabei sind die Divergenzen zwischen den einzelnen EVU noch weitaus größer als die regionalen Unterschiede¹. Beispielhaft werden daher im folgenden Abschnitt die verschiedenen Preisstrukturen zweier EVU, der Stadtwerke München und der Stadtwerke Forchheim, dargestellt.

7.4.1 Die Preisstruktur

(1) Die Stadtwerke München beliefern typische Sonderabnehmer sowohl aus dem 0,4 kV-Niederspannungsnetz als auch aus dem (im allgemeinen 10 kV-) Mittelspannungsnetz.

Für die Mittelspannungsabnehmer setzt sich der Strompreis aus 4 Komponenten zusammen (vgl. Abb. 7.9):

- Der Leistungspreis wird für die jährliche Verrechnungsleistung (in kW) erhoben und beträgt für die ersten 500 kW 215,52 DM/kW, für jedes weitere kW 199,32 DM/kW. Die Verrechnungsleistung wird ermittelt, indem der Mittelwert aus den drei größten während eines Jahres aufgetretenen Monatshöchstleistungen gebildet wird. Unter Monatshöchstleistung versteht man dabei die höchste innerhalb eines Monats während einer Dauer von 15 Minuten in Anspruch genommene durchschnittliche Leistung. Allerdings muß die Verrechnungsleistung mindestens 70 % des Vorjahreswertes betragen. Nimmt der Kunde während der Spitzenlastzeiten² eine Leistung in Anspruch, die um mindestens 10 % unter der Verrechnungsleistung liegt, so wird auf die aus der Spitzenlastzeit verlegte Leistung ein Preisnachlaß von 50 % gewährt.

¹ Vgl. auch B. Mitchell/J. Müller 1979, S. 642.

² Diese liegen zwischen 7 und 9 Uhr sowie 17 und 19 Uhr in den Wintermonaten Januar, Februar, November und Dezember.

Abb. 7.9: Preise für Mittelspannungs-Sonderabnehmer (10 kV)
der Stadtwerke München (seit Juli 1983)

Benutzungsdauer/Jahr ¹⁾	Leistungspreis ²⁾ (DM/kW)		Wirkarbeitspreis ³⁾ (Pf./kWh)	
	für die ersten 500 kW	für alle wei- teren kW	HT	NT
bis 3000 Std.	215,52	199,32	12,85	
3001 - 3200 Std.	213,37	197,33	12,72	
3201 - 3400 Std.	212,29	196,33	12,66	
3401 - 3600 Std.	211,21	195,33	12,59	
3601 - 3800 Std.	210,13	194,34	12,53	
3801 - 4000 Std.	209,05	193,34	12,46	
4001 - 4200 Std.	207,98	192,34	12,40	
4201 - 4400 Std.	206,90	191,35	12,34	
4401 - 4600 Std.	205,82	190,35	12,27	
4601 - 4800 Std.	204,74	189,35	12,21	
4801 - 5000 Std.	203,67	188,36	12,14	
über 5000 Std.	203,67	188,36	12,14	

- 1) Bei einer Jahresbenutzungsdauer von über 3000 Std. wird auf Jahresleistungs- und Starklastarbeitspreis ein Nachlaß von 1% gegeben, für je weitere 200 Std. bis maximal 5000 Std. jeweils 0,5 %.
- 2) Liegt die Leistungsanspruchnahme in der Spitzenlastzeit um mindestens 10 % unter der Verrechnungsleistung, so wird auf den Leistungspreis für die verschobene Leistung ein Nachlaß von 50 % gewährt.
- 3) Die Niedertarifzeit (NT) liegt in den Monaten September mit April von Montag bis Freitag zwischen 22 und 6 Uhr sowie von Samstag 13 Uhr bis Montag 6 Uhr; in den Monaten Mai bis August liegt sie von Montag bis Freitag zwischen 21 und 6 Uhr sowie ebenfalls von Samstag 13 Uhr bis Montag 6 Uhr. Die übrige Zeit ist Hochtarifzeit.

- Der Arbeitspreis (Wirkarbeitspreis) für die verbrauchten kWh ist zeitlich differenziert. In der Starklastzeit (Hochtarifzeit, HT) beträgt er 12,85 Pf./kWh, in der Schwachlastzeit (Niedertarifzeit, NT) 10,20 Pf./kWh. Der Schwachlastpreis gilt in den Wintermonaten September bis April von Montag bis Freitag zwischen 22 und 6 Uhr und von Samstag 13 Uhr bis Montag 6 Uhr, sowie in den Sommermonaten Mai bis August von Montag bis Freitag zwischen 21 und 6 Uhr und von Samstag 13 Uhr bis Montag 6 Uhr.

- Der Blindarbeitspreis ist zu entrichten für die Abnahme sog. Blindstroms. Im Gegensatz zum Wirkstrom fließt der Blindstrom zwischen Strom-

erzeuger und Motoren bzw. Transformatoren hin und her und dient dem Aufbau der zum Betrieb der Anlagen notwendigen Magnetfelder. Dieser Strom verrichtet zwar keine produktive Arbeit, belastet aber dennoch die Anlagen der EVU. Übersteigt nun der monatlich abgenommene Blindstrom 48 % des gleichzeitig abgenommenen Wirkstroms, so wird für jede zusätzliche Blindkilowattstunde ein Blindarbeitspreis von 2,5 Pf./kVarh berechnet¹.

- Für die Bereitstellung der Meßeinrichtungen, z.B. Stromzähler, Maximumzähler zur Feststellung der Monatshöchstleistung, Stromwandler usw., hat der Abnehmer je nach Art und Anzahl der Meßgeräte monatlich feste Meßpreise zu zahlen.

Eine Differenzierung der Strompreise wird erreicht durch die Gewährung eines Jahresbenutzungsdauernachlasses². Ab einer jährlichen Nutzungsdauer von 3000 Std. wird von den SWM ein Nutzungsdauerrabatt von 1 % auf den Leistungspreis und auf den Wirkarbeitspreis in der Starklastzeit gewährt. Für je weitere 200 Std. bis zu einer Nutzungsdauer von 5000 Std. werden Leistungs- und Starklastarbeitspreis nochmals um 0,5 % vermindert (vgl. Abb. 7.10).

Eine allgemeine Regelung für Reservestromlieferungen ist nicht vorgesehen. Falls ein Abnehmer eine derartige Belieferung benötigt, werden entsprechend den individuellen Gegebenheiten Sondervereinbarungen getroffen.

Die Strompreise für ausgewählte Abnahmefälle, die sich aus der geschilderten Preisstruktur ergeben, werden in der Abbildung 7.10 dargestellt.

¹ Die Kilovoltampèrestunde (kVarh) ist die Einheit der Blindarbeit und mit kWh gleichzusetzen. In kVa wird die sog. Scheinleistung, das geometrische Mittel aus Wirkleistung und Blindleistung, gemessen.

² Vgl. zur Definition der Nutzungsdauer die Ausführungen auf S. 229, Fn.2.

Abb. 7.10: Strompreise für Mittelspannungs-Sonderabnehmer der Stadtwerke München bei ausgewählten Abnahmefällen ¹⁾

Strombezugsmenge (Mio. kWh/Jahr)	0,125 0,250	0,500 0,7875	1,00 2,00	3,15 5,00	16,00 25,20
Verrechnungsleistung (kW/Jahr)	100	250	500	1000	4000
Benutzungsdauer (Std./Jahr)	1.250 2.500	2.000 3.150	2.000 4.000	3.150 5.000	4.000 6.300
Niedertarifstromanteil (%)	5,5 12	9 16,5	9 23	16,5 30	23 33
Leistungspreis (DM/Jahr)	21.552 21.952	53.880 53.342	107.760 104.525	205.350 196.015	781.215 761.095
Arbeitspreis (DM/Jahr) $\left\{ \begin{array}{l} \text{IT} \\ \text{NT} \end{array} \right.$	15.179 28.270	58.467 83.642	116.935 191.884	334.568 424.900	1.535.072 2.049.717
Gesamt	701 3.060	4.590 13.253	9.180 46.920	53.014 153.000	375.360 848.232
Gesamtstrompreis (DM/Jahr)	15.880 31.330	63.057 96.895	126.115 238.804	387.582 577.900	1.910.432 2.897.949
Durchschnittspreis (Pf./kWh)	37.432 52.882	116.937 150.237	233.875 343.329	592.932 773.915	2.691.647 3.659.044
	29,9 21,1	23,4 19,1	23,4 17,2	18,8 15,5	16,8 14,5

- 1) Die Charakteristika der einzelnen Abnahmefälle sind dem VDEW-Strompreisvergleich entnommen. Der Berechnung der Preise liegen die folgenden Annahmen zugrunde: a) Die auf monatlicher Messung und Abrechnung beruhenden Preise wurden auf 12 Monate pro Jahr hochgerechnet. b) Dabei wird von einer gleichmäßigen Verteilung der Benutzungsstunden und Abnahmemengen auf die einzelnen Monate ausgegangen. c) Die Blindstromabnahme ist unbedeutend. d) Eine Berücksichtigung der gegenüber Werktagen längeren Niedertarifzeit an Wochenenden erfolgt nicht. Vgl. VDEW 1974B, S. 10 ff.

(2) Die Stadtwerke Forchheim (SWF) versorgen ihre typischen Sonderabnehmer aus dem 20 kV-Mittelspannungsnetz und bieten ihnen 2 Tarife mit verschiedenen Leistungspreis-Arbeitspreis-Verhältnissen zur Wahl an (vgl. auch Abb. 7.11).

Abb. 7.11: Preise für Mittelspannungs-Sonderabnehmer (20 kV)
der Stadtwerke Forchheim (seit Januar 1984)

	Tarif I		Tarif II	
	HT	NT	HT	NT
Arbeitspreis (Pf./kWh)				
- für die erste Mio. kWh	11,7	9,4	15,9	10,4
- für alle weiteren kWh	11,2	9,4	15,9	10,4
Leistungspreis (DM/kW)				
- für die Verrechnungsleistg.	246,00		174,00	
- bei Überschreiten der bestellten Leistung	369,00		261,00	

- Der Leistungspreis wird jeweils auf die Jahresverrechnungsleistung erhoben und beträgt beim Tarif I 246 DM/kW, beim Tarif II 174 DM/kW. Als Jahresverrechnungsleistung gelten mindestens 70 % der vertraglich bestellten Leistung (die das EVU vorzuhalten verpflichtet ist); sie wird als arithmetisches Mittel aus den drei größten Monatshöchstleistungen innerhalb eines Abrechnungsjahres ermittelt. Überschreitet die Jahresverrechnungsleistung die bestellte Leistung, so ist für jedes über die Vorhalteleistung hinausgehende kW ein Leistungspreis von 369 DM (Tarif I) bzw. 261 DM (Tarif II) zu zahlen.

- Die Wirkarbeitspreise für beide Tarife sind differenziert nach Starklast- und Schwachlastzeiten. Beim steilen Tarif I gilt in der Hochtarifzeit für die erste Million kWh ein Preis von 11,7 Pf./kWh, für alle weiteren kWh sind 11,2 Pf./kWh zu bezahlen; in der Niedertarifzeit beträgt

der Preis einheitlich 9,4 Pf./kWh. Beim flachen Tarif II kostet in der Hochtarifzeit die kWh 15,9 Pf., in der Niedertarifzeit 10,4 Pf.

Als Starklast- bzw. Hochtarifzeit gilt dabei an Montagen bis Freitagen im Winter (Oktober bis März) die Zeit von 6 - 22 Uhr, im Sommer (April bis September) die Zeit von 6 - 21 Uhr, an Samstagen die Zeit von 6 - 13 Uhr; alle übrigen Zeiten sind Schwachlast- (Niedertarif-)Zeiten.

- Für die abgenommene Menge an Blindstrom, die 50 % des monatlich in der Hochtarifzeit bezogenen Wirkstroms übersteigt, sind 2,2 Pf/kVarh zu zahlen.

- Der Meßpreis für die vom EVU zur Verfügung gestellten Zähler sowie für Abrechnung beträgt (bei mittelspannungsseitiger Messung) für ein anzeigendes Maximumwerk 55 DM/Mt., für ein registrierendes Maximumwerk 150 DM/Mt. Dazu kommen evt. noch Transformatorenmieten.

- Für Zusatz- und Reservestromlieferungen gelten insofern besondere Bedingungen, als für die dafür pro Monat in Anspruch genommene Leistung 50 % Zuschlag auf den üblichen Leistungspreis erhoben werden.

Die Strompreise der SWF für ausgewählte Abnahmefälle werden in Abb. 7.12 dargestellt.

Abb. 7.12: Strompreise für Mittelspannungs- Sonderabnehmer der Stadtwerke Forchheim bei ausgewählten Abnahmefällen¹

Strombezugsmenge (Mio. kWh/Jahr)	0,125 0,250	0,500 0,7875	1,00 2,00	3,15 5,00	12,00 18,90
Verrechnungsleistung (kW/Jahr)	100	250	500	1000	3000 ²⁾
Benutzungsdauer (Std./Jahr)	1.250 2.500	2.000 3.150	2.000 4.000	3.150 5.000	4.000 6.300
Niedertarifstromanteil (%)	5,5 12	9 16,5	9 23	16,5 30	23 33
Leistungspreis (DM/Jahr)	17.400 24.600	61.500 61.500	123.000 123.000	246.000 246.000	738.000 738.000
HT	18.782 25.740	53.235 76.935	106.470 177.480	299.588 397.000	1.039.880 1.535.256
Arbeitspreis (DM/Jahr) NT	715 2.820	4.230 12.214	8.460 43.240	48.856 141.000	259.440 586.278
Gesamt	19.497 28.560	57.465 89.149	114.930 220.720	348.444 538.000	1.299.320 2.121.534
Gesamtstrompreis (DM/Jahr)	36.897 53.160	118.965 150.649	237.930 343.720	594.444 784.000	2.037.320 2.859.534
Durchschnittspreis (Pf./kWh)	29,5 21,2	23,8 19,1	23,8 17,2	18,9 15,7	17,0 15,1

1) Vgl. Anm. 1) zu Abb. 7.11.

2) Die SWF beliefern keine Abnehmer mit mehr als 3000 kW Leistungsanspruchnahme.

7.4.2 Beurteilung

7.4.2.1 Die zweiteilige Preisstruktur

Eine Bewertung der dargestellten Preissysteme hat sich abermals an den oben abgeleiteten Kriterien zu orientieren.

Sowohl bei den SWM als auch bei den SWF werden zweiteilige Tarife angewendet, mit einem ersten Preisbestandteil für die in Anspruch genommene Leistung (Leistungspreis) und einem zweiten Preisbestandteil für die verbrauchte Strommenge (Arbeitspreis).

Die Arbeitspreise sind differenziert nach Starklast- und Schwachlastzeiten.

Ferner findet eine Preisdifferenzierung nach der Benutzungsdauer statt: Bei den SWM wird auf Leistungs- und Starklastarbeitspreise mit zunehmender Benutzungsdauer ein Rabatt gegeben. Bei den SWF hingegen haben die Abnehmer die Wahl zwischen zwei Tarifen, die unterschiedlich steil bzw. flach verlaufen; eine Unterscheidung nach der Benutzungsdauer findet insofern statt, als für Abnehmer mit einer Benutzungsdauer von deutlich über 1600 Std. pro Jahr Tarif I günstiger ist, während bei einer deutlich unter 1600 Std. liegenden Benutzungsdauer Tarif II zu einer geringeren Stromrechnung führt. In der Umgebung von 1600 Std./Jahr hat die Tarifwahl nach den Gegebenheiten des Einzelfalls zu erfolgen.

Die Benutzungsdauer gibt an, wie lange die individuelle Höchstlast von einem Abnehmer maximal beansprucht wird; bei konstanter individueller Höchstlast erhöht sich also die Benutzungsdauer, wenn die Stromabnahmemenge zunimmt¹. Mit zunehmender Benutzungsdauer steigt dann aber auch die Wahrscheinlichkeit, daß die individuelle Höchstlast mit der Spitzenlastzeit des gesamten Systems zeitlich zusammenfällt (der Gleichzeitigkeitsfaktor steigt). Nach der Konzeption der Höchstlastpreisbildung müßte also mit steigender Benutzungsdauer der Leistungspreis zunehmend mehr Anteile an den Kapazitätskosten enthalten.

1 Vgl. J. Finsinger/P. Kleindorfer 1981, S. 53.

Die Leistungspreise der SWF steigen mit dem Übergang vom flachen Tarif II auf den steilen Tarif I, bleiben dann allerdings - also bei einer Benutzungsdauer von weit mehr als 1600 Std. - konstant.

Auch die Leistungspreise der SWM entsprechend nicht der angeführten Forderung; hier tritt sogar der gegenteilige Effekt auf, daß die Leistungspreise mit zunehmender Benutzungsdauer fallen. Der Zeitpunkt der Leistungsinspruchnahme wird allerdings dadurch berücksichtigt, daß bei einer Verschiebung des Leistungsbedarfs von der Spitzenlast- in die Nichtspitzenlastzeit der Leistungspreis um 50 % reduziert wird, wenn die Leistungsbeanspruchung in der Spitzenlastzeit um mindestens 10 % unter der Leistungsnachfrage in der Nichtspitzenlastzeit liegt. Auch diese Preissetzung ist jedoch nicht optimal; da in diesem Fall die individuelle Höchstlast ganz außerhalb der Systemspitzenlastzeit liegt¹, wären dem Abnehmer keine Kapazitätskosten anzulasten, so daß er keinen Leistungspreis zu zahlen hätte.

Die Arbeitspreise sollten sich bei effizienter Höchstlastpreisbildung an den kurzfristigen Grenzkosten der Versorgung orientieren. Geht man davon aus, daß die Verteilungskosten im Zeitablauf annähernd gleichbleiben (sofern nicht die Kapazitätsgrenze erreicht ist), die Erzeugungskosten hingegen mit zunehmendem Einsatz von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken ansteigen, dann läßt es sich nicht mit Kostengesichtspunkten begründen, daß die Arbeitspreise bei wachsender Benutzungsdauer abnehmen.

Allerdings wirkt die Verstetigung der Stromnachfrage und Leistungsinspruchnahme bei hoher Benutzungsdauer kostenmindernd, ebenso wie ein Nachfragezuwachs außerhalb der Spitzenlastzeit (mit steigender Benutzungsdauer)². Der Aufbau der Starklastarbeitspreise der SWM (sinkende Preise pro kWh bei steigender Benutzungsdauer) wäre also dann mit effizienter Höchstlastpreisbildung zu vereinbaren, wenn die genannte Bedingung gegeben wäre, was jedoch anzuzweifeln ist.

1 Wie oben beschrieben, wird die Leistungsbeanspruchung festgestellt, indem aus den drei größten Monatshöchstleistungen innerhalb eines Jahres der Mittelwert gebildet wird. Die Messung der Leistungsnachfrage in der Spitzenlastzeit berücksichtigt nur die zwei größten Monatshöchstleistungen während eines Jahres, aus denen der Mittelwert errechnet wird.

2 Vgl. J. Finsinger/P. Kleindorfer 1981, S. 53.

Die Hochtarifpreise der SWF sind hingegen nur implizit nach der Benutzungsdauer gestaffelt: Der Tarif II mit dem höheren Arbeitspreis ist für eine sehr geringe Benutzungsdauer günstiger, während bei Tarif I der gegenüber Tarif II niedrigere Arbeitspreis unabhängig von der Benutzungsdauer gleich bleibt, abgesehen von einem Mengenrabatt bei einer Abnahme von über 1 Mio. kWh. Diese Unterschiede zwischen den Arbeitspreisen der beiden Tarife sind eher mit Kostenunterschieden in der Versorgung der Abnehmergruppen (mit niedriger und mit hoher Benutzungsdauer) zu begründen. Zudem steigt ja auch der Leistungspreis beim Übergang von Tarif II auf Tarif I.

Die Niedertarif- (Schwachlast-) Arbeitspreise sind bei beiden EVU unabhängig von Benutzungsdauer und Abnahmemenge und liegen wohl annähernd in Höhe der kurzfristigen Grenzkosten der Versorgung während der Schwachlastzeit.

Die Preissysteme für Sonderabnehmer sowohl der SWM als auch der SWF genügen also nicht den Bedingungen für eine effiziente Allokation der Ressourcen. Lediglich Ansätze zu einer wohlfahrtsoptimalen Preissetzung sind zu erkennen: Bei den SWM sind die Preise relativ detailliert nach der Benutzungsdauer differenziert; dagegen liegt bei den SWF ein mit zunehmender Benutzungsdauer (d.h. bei Überschreiten von etwa 1600 Benutzungsstunden) steigender Leistungspreis vor. Der bei zunehmender Benutzungsdauer sinkende (HT-) Arbeitspreis allerdings ist in beiden Fällen ohne eine Berücksichtigung des Zeitpunkts der Stromabnahme nicht zu rechtfertigen.

Betrachtet man die Durchschnittspreise pro Abnahmefall bei beiden EVU, so ist trotz der unterschiedlichen Preisstrukturen ein annähernd gleiches Niveau und auch ein - mit zunehmender Benutzungsdauer - annähernd gleiches Gefälle festzustellen. Die andersartige Preisstruktur hat also nicht Unterschiede im Preisaufbau zur Folge, ein Ergebnis, das üblicherweise nicht zu erwarten ist.

Im Gegensatz zur Grundgebühr bei optimalen zweiteiligen Tarifen sowie zum Grundpreis bei den üblichen Tarifpreisen ist der Leistungspreis bei Höchstlastpreisbildung entscheidungs- und damit allokatonswirksam,

allerdings nur während der Zeitspanne der individuellen Höchstlast des einzelnen Abnehmers. Außerhalb dieser Zeit hat allein der Arbeitspreis Einfluß auf die Verbrauchsentscheidung.

7.4.2.2 Das Preisgefüge

Untersucht man nun die Preisgefüge, also die Relation von Sonderabnehmer- und Haushaltskundenpreisen¹, bei beiden EVU, so ist festzustellen, daß der Arbeitspreis für Sonderabnehmer bei den SWM zwischen 12,14 und 12,85 Pf./kWh und damit deutlich unter den Preisen von 17,9 bzw. 14,9 Pf./kWh für Haushaltsabnehmer (ohne Schwachlasttarif) liegt, während der Arbeitspreis für Sonderabnehmer der SWF mit 15,9 Pf./kWh zumindest bei Tarif II im Bereich der Haushaltsabnehmerpreise liegt². Da die Versorgung der Sonderabnehmer aus dem Mittelspannungsnetz, die der Haushaltsabnehmer aber aus dem Niederspannungsnetz erfolgt, wodurch bei letzteren zusätzliche Verteilungskosten anfallen, ist die Relation zwischen Haushalts- und Sonderabnehmer-Arbeitspreisen der SWF sicher nicht kostengerecht³.

Zudem haben die Sonderabnehmer noch den Leistungspreis zu tragen, der während der individuellen Höchstlastzeit entscheidungswirksam wird. Zum Arbeitspreis pro kWh ist also in der Zeit der individuellen Höchstlast noch ein Teil des Leistungspreises hinzuzurechnen, um den wirk-samen Preis pro kWh zu erhalten⁴.

1 Da alle Tarifabnehmer die gleichen Arbeitspreise zu entrichten haben, gelten die folgenden Ausführungen sinngemäß auch für gewerbliche und landwirtschaftliche Abnehmer.

2 Die Haushaltsabnehmerpreise der SWF entsprechend im wesentlichen denen der SWM.

3 Vgl. hierzu und zum folgenden J. Finsinger/P.Kleindorfer 1981, S. 53 f.

4 Da die Benutzungsdauer die Obergrenze für die Dauer der individuellen Höchstlast darstellt, ist der Leistungspreis auf die während der Höchstlastzeit verbrauchte Strommenge aufzuteilen, indem der Kehrwert der Höchstlastzeit, der größer ist als der Kehrwert der Benutzungsdauer, durch diese jedoch angenähert werden kann, mit dem Leistungspreis multipliziert wird. Dann ergibt sich der Aufschlag pro kWh, der zum Arbeitspreis hinzugerechnet werden muß, um den wirksamen Preis während der individuellen Höchstlast zu ermitteln.

Für einen Abnehmer der SWM, der maximal 500 kW Leistung beansprucht und eine Benutzungsdauer von unter 3000 Std. hat, liegt dieser Aufschlag auf den Arbeitspreis pro kWh zwischen 7,2 Pf. (bei 3000 Std.) und unendlich (bei 0 Std.), bei einer Benutzungsdauer von über 5000 Std. beträgt der Aufschlag pro kWh immer noch zwischen 4,0 Pf. (bei 5000 Std.) und 2,3 Pf. (bei 8760 Std.)¹. Der entscheidungswirksame Preis für Sonderabnehmer während der individuellen Höchstlastzeit liegt somit zwischen 14,4 Pf./kWh und unendlich - und damit je nach Abnahmefall deutlich über oder zumindest in gleicher Höhe mit den wirksamen Preisen für Haushaltsabnehmer.

Dasselbe Ergebnis erhält man bei den SWF. Hier liegen bei Tarif II (also bei einer Benutzungsdauer von deutlich unter 1600 Std.) die errechneten Aufschläge zwischen unendlich (bei 0 Std.) und 15,2 Pf./kWh (bei 1600 Std.); im Tarif I (bei einer Benutzungsdauer von über 1600 Std. und einer Stromabnahme von unter 1 Mio. kWh) ergeben sich Aufschläge von 14,5 Pf./kWh (bei 1700 Std.) bis 2,8 Pf./kWh (bei 8760 Std.). Die entscheidungswirksamen Preise liegen also zwischen 14,5 Pf./kWh und unendlich und damit (zieht man in Betracht, daß die Schätzung der Aufschläge als Untergrenze anzusehen ist) im allgemeinen über den wirksamen Preisen für Haushaltsabnehmer.

Die während der Niedertarif-, also Schwachlastzeit geforderten wirksamen Arbeitspreise stehen dagegen in einer kostengerechteren Relation: Sie liegen für Sonderabnehmer der SWM um 1 Pf./kWh, für Sonderkunden der SWF um 1,8 bzw. 0,8 Pf./kWh unter denen für Tarifabnehmer. In der Differenz spiegeln sich die unterschiedlichen Verteilungskosten der Versorgung aus dem Mittel- bzw. Niederspannungsnetz wider.

Die Preisgefüge beider EVU sind also insofern inkonsistent, als die Kostenunterschiede bei der Versorgung von (Niederspannungs-) Haushaltskunden und (Mittelspannungs-) Sonderabnehmern, die zweifellos be-

1 $(1:3000) \times 215,52 \text{ DM}$ bzw. $(1:0) \times 215,52 \text{ DM}$ sowie $(1:5001) \times 203,67 \text{ DM}$ bzw. $(1:8760) \times 203,67 \text{ DM}$.

Vgl. zu den Zahlen die Abb. 9.10. Diese Werte stellen jeweils Untergrenzen für die rechnerischen Aufschläge dar, da die individuelle Höchstlastzeit ja tatsächlich geringer ist als die Benutzungsdauer und somit der Quotient $(1:\text{Höchstlastdauer})$ größer ist als der verwendete Kehrwert der Benutzungsdauer.

stehen, nicht in entsprechenden Preisunterschieden reflektiert werden¹. Dies könnte auf eine interne Subventionierung der Haushaltsabnehmer durch die Mittelspannungs-Sonderabnehmer hindeuten. Untersuchungen der Elektrizitätswirtschaft, die die Kostenträgerrechnungen unterschiedlicher (kommunaler) EVU analysiert haben, stützen diese Vermutung². Danach wurden für die Gruppe der Mittelspannungs-Sonderabnehmer fast immer Kostenüberdeckungen zwischen 5 und 15 % festgestellt; nur in seltenen Fällen deckten die Erlöse von diesen Kunden nicht die verursachten (zugerechneten) Kosten. Bei den Tarifabnehmern insgesamt lagen Kostenunterdeckungen bis 10 %, aber auch ausgeglichene Kosten-Erlös-Verhältnisse vor, jedoch keine Kostenüberdeckungen. Die Gruppe der Haushaltskunden allein wies hingegen immer Kostenunterdeckungen von 15 - 30 % auf, während bei den gewerblichen Tarifkunden sowohl Kostenüber- als auch Kostenunterdeckungen festgestellt wurden. Für Landwirtschaftsabnehmer konnten aufgrund der geringen Zahl der Abnahmefälle keine aussagefähigen Ergebnisse ermittelt werden (die wenigen untersuchten Fälle deuten ebenfalls auf Kostenunterdeckungen hin).

Allerdings liegen diesen Kostenträgeranalysen immer Vollkostenrechnungen zugrunde; eine Grenzkostenbetrachtung könnte zu anderen Ergebnissen führen. Aber auch, wenn keine interne Subventionierung vorläge, wenn also die Erlöse von den Haushaltsabnehmern die von diesen verursachten Kosten decken würden, wäre eine Preisstruktur, die für Sonderabnehmer höhere wirksame Preise beinhaltet als für Haushaltskunden, dennoch ineffizient³.

Das oben abgeleitete Ergebnis, daß die Arbeitspreise für die Haushaltsabnehmer tendenziell zu niedrig sind, kann somit auch im Vergleich mit den Sonderabnehmerpreisen bestätigt werden.

1 Gleiches gilt für den Vergleich mit den übrigen Tarifabnehmern, die ja dieselben Arbeitspreise zu zahlen haben wie die Haushaltsabnehmer.

2 Vgl. etwa W. Ohlms et al. 1982, insb. S. 221 f., C. Bergmann et al. 1974, sowie H. Stumpf et al. 1980.

Die den Untersuchungen zugrunde liegende Zahl von Unternehmen geht aus den Veröffentlichungen allerdings nicht hervor, so daß die Repräsentativität der Ergebnisse unter Vorbehalt betrachtet werden muß.

3 Vgl. J. Finsinger/P. Kleindorfer 1981, S. 54.

7.4.2.3 Zwischenergebnis

Zusammenfassend sind die dargestellten Preise für Mittelspannungs-Sondervertragskunden der SWM und der SWF wie folgt zu beurteilen:

- Grundsätzlich orientieren sich die EVU, wie auch im Tarifabnehmerbereich, nicht an Grenzkosten, sondern an "Vollkosten", so daß eine Preisbildung auf der Grundlage langfristiger Grenzkosten nicht vorliegt.
- Es erfolgt, trotz einer Differenzierung der Strompreise nach dem Kriterium der Benutzungsdauer, keine effiziente Höchstlastpreisbildung. Mit steigender Benutzungsdauer müßten die Leistungspreise zunehmen, damit die stärkere Beanspruchung der Kapazitäten bei größerer zeitlicher Übereinstimmung der individuellen Höchstlast mit der Systemspitzenlastzeit angemessen signalisiert wird. Dagegen steigen die Leistungspreise der SWF nur beim Übergang von Tarif II auf Tarif I, die der SWM sinken sogar mit zunehmender Benutzungsdauer.
- Auch die Arbeitspreise entsprechen nicht den Anforderungen an eine optimale oder auch nur kostengerechte Preisbildung. Insbesondere bei den HT-Arbeitspreisen der SWM, die mit zunehmender Benutzungsdauer stetig fallen, ist kein Bezug zu den zugrunde liegenden Kosten festzustellen. Zwar nimmt mit steigender Benutzungsdauer auch die Stromabnahmemenge zu, so daß z.B. die spezifischen Verteilungskosten pro kWh sinken, und auch die Stetigkeit der Stromabnahme steigt im allgemeinen mit höherer Benutzungsdauer, was sich ebenfalls kostenmindernd auswirken kann. Doch steigt auch die Übereinstimmung der individuellen Höchstlast mit der Systemspitzenlast, so daß die Erzeugungskosten pro kWh den Grenzkosten eines Spitzenlastkraftwerks entsprechen. Ohne Berücksichtigung des Zeitpunkts der Zunahme der Stromnachfrage ist jedenfalls ein Sinken des Arbeitspreises pro kWh mit zunehmender Benutzungsdauer nicht zu begründen. Insofern sind die Arbeitspreise der SWF eher als effizient zu bezeichnen, denn der Preis pro kWh liegt bei niedriger Benutzungsdauer um 4,2 Pf. über dem Preis bei hoher Benutzungsdauer. Dieser bleibt jedoch ab dem Übergang von Tarif II auf Tarif I konstant; es wird lediglich ab der millionsten kWh ein Mengenrabatt von 0,5 Pf./kWh gewährt.

- Der Vergleich der Preisgefüge zeigt, daß die entscheidungs- und damit allokatonswirksamen Preise für Sonderabnehmer bei beiden EVU genauso hoch oder sogar höher sind als die wirksamen Preise für Haushaltsabnehmer. Da den (aus dem Niederspannungsnetz belieferten) Haushaltskunden zumindest höhere Verteilungskosten zuzurechnen sind als den (aus dem Mittelspannungsnetz versorgten) Sonderabnehmern, ist interne Subventionierung wenigstens nicht auszuschließen. In jedem Fall sind die Preisgefüge bezüglich der Differenzen von Sonder- und Haushaltskundenpreisen nicht effizient.

7.5 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurden die rechtlichen und ökonomischen Grundlagen der Preisbildung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft dargestellt und anhand einiger Beispiele die tatsächliche Preisbildung erläutert.

Für den Tarifabnehmerbereich sind der Preisbildung durch die Bestimmung der BTOElt enge Grenzen gesetzt; es werden den EVU bestimmte Tariformen vorgeschrieben, und die Preishöhe und -struktur werden von den Preisaufsichtsbehörden auf Länderebene überwacht. Somit können die oben erläuterten Allgemeinen Tarife der SWM als durchaus repräsentativ für die Tarifabnehmerpreise in der Bundesrepublik angesehen werden, zumindest, was Preisaufbau und -struktur betrifft. Das Preisniveau hingegen variiert - trotz der festzustellenden Tendenzen zu einer Angleichung und Vereinheitlichung der Tarifpreise¹ - zwischen den einzelnen EVU und zwischen den Regionen. Für Haushaltsabnehmer wurden Unterschiede im Preisniveau bis zu 20 % zwischen "billigen" und "teuren" EVU festgestellt². Die Angabe von Durchschnittspreisen ohne die Zuordnung zu bestimmten Abnahmefällen ist jedoch wenig aussagefähig.

1 Vgl. B. Mitchell/J. Müller 1979, S. 647.

2 Vgl. W. Schulz/H. Schütz 1972, S. 145 f.

Die Beurteilung des Tarifsystems anhand der im 3. Kapitel abgeleiteten Kriterien sowie anhand der Vorschriften der BTO¹ ergab, daß die Preisstruktur der SWM nicht den Bedingungen effizienter Allokation genügt und sich auch nur teilweise an den zugrunde liegenden Kosten orientiert: Weder basiert die Preisbildung auf den langfristigen Grenzkosten noch erfolgt eine hinreichende Differenzierung der Preise nach dem Zeitpunkt der Stromabnahme; der Grundpreis der zweiteiligen Tarife wird nicht in optimaler Höhe festgelegt, und es ist anzunehmen, daß interne Subventionierung vorliegt. Ferner widerspricht der stark degressive Preisverlauf einer kostengerechten Preisbildung.

Die Preise für alle Sonderabnehmer unterliegen hinsichtlich ihrer Struktur und ihrer Höhe allenfall indirekt einer Ex-ante-Kontrolle und werden von EVU und Abnehmern (theoretisch) frei vereinbart.¹ Dementsprechend gibt es große Unterschiede bei Preisstruktur, Preisniveau und Lieferkonditionen zwischen den einzelnen EVU. Preisniveauunterschiede von bis zu 25 % und Differenzen von mehr als 50 % bei den Preisen einzelner vergleichbarer Abnahmefälle wurden festgestellt². Und auch die Preisstrukturen, also das Verhältnis von Leistungs- zu Arbeitspreis sowie die Berechnung von Nachlässen auf Benutzungsdauer und Stromabnahmemengen, unterscheiden sich stark je nach EVU. Zwar werden von verschiedenen Verbänden regelmäßig Strompreisvergleiche von Sondervertragskunden anhand ausgewählter Abnahmefälle veröffentlicht, doch die darin ermittelten Durchschnittspreise geben keinen Aufschluß über das Leistungspreis-Arbeitspreis-Verhältnis und auch nicht über das jeweilige Preisniveau³.

Insofern sind unsere Ausführungen über die Preissysteme der SWM und der SWF nicht als repräsentativ anzusehen; es handelt sich dabei lediglich um Beispiele für die Möglichkeiten der Gestaltung von Strompreisen.

¹ Vgl. unsere Ausführungen auf den Seiten 151 und 222.

² Vgl. W. Schulz/H. Schütz 1972, S. 146 ff.

³ Da ein Großteil des jeweiligen Preisunterschieds auf verschiedene Preisgefüge zurückzuführen ist. Vgl. ebenda, S. 148.

Die Schlußfolgerungen hingegen, die insbesondere in bezug auf das Verhältnis von Sonderkunden- zu Tarifikundenpreisen gezogen wurden, sind durchaus zu verallgemeinern¹. Die Sonderabnehmer² zahlen im Vergleich z.B. zu den Haushaltsabnehmern zu hohe Preise, oder umgekehrt: die wirksamen Preise der Haushaltskunden sind zu niedrig. Eine Verzerrung der Nachfrage nach Strom und damit allokativen Ineffizienzen sind die Folge dieser Preisstruktur, selbst wenn keine interne Subventionierung vorläge.

1 Vgl. etwa H. Gröner 1975, S. 374.

2 Hier ist, wie in der ganzen Arbeit, stets von "typischen" Sonderabnehmern die Rede, die eher mittelgroß sind und keine Möglichkeiten der Eigenerzeugung haben.

8. Kapitel: Die Preisbildung der Electricité de France

Die Preisbildung in der französischen Elektrizitätswirtschaft weist im Vergleich zur deutschen zwei grundlegende Unterschiede auf:

- Zum einen unterliegt die Tarifpolitik der EdF staatlichem Einfluß in weitaus höherem Maß, als dies bei deutschen EVU der Fall ist. Der Staat, das heißt die jeweilige Regierung, kann direkt in die Geschäftspolitik des nationalisierten Monopolunternehmens eingreifen und betrachtet EdF - wie auch die anderen nationalisierten Unternehmen - als Instrument zur Durchsetzung seiner wirtschaftspolitischen bzw. sonstigen Ziele¹. Dadurch besteht eine starke Abhängigkeit der Finanz- und Ertragslage der EdF von den dirigistischen Maßnahmen des Staates bzw. seiner Beauftragten².
- Zum anderen jedoch wurde die Theorie der Grenzkostenpreisbildung von französischen Wissenschaftlern, die führende Positionen bei EdF einnahmen, weiterentwickelt³. Außerdem wurde im Gegensatz zur deutschen Elektrizitätswirtschaft versucht, die wohlfahrtstheoretisch optimalen Preisbildungsprinzipien in die Praxis umzusetzen: Der "Grüne Tarif" von 1957 für Mittelspannungsabnehmer und der "Universalstarif" von 1967 für Niederspannungskunden basieren sowohl im Hinblick auf die Preisstruktur als auch bezüglich des Preisniveaus auf den Grenzkosten der Versorgung. Allerdings orientiert sich die Genehmigungspraxis der Regierung weitgehend an politischen und nicht an ökonomischen Zielen, so daß die zum Zeitpunkt der Einführung des jeweiligen Tarifs allokativ effiziente Preissetzung durch staatliche Interventionen im Laufe der Zeit verzerrt wurde.

¹ Vgl. A. Delion 1972, S. 182.

² Vgl. U. Bohnen 1983, S. 125.

³ Dabei handelt es sich neben P. Stasi und G. Dessus insb. um M. Boiteux. Vgl. M. Boiteux 1949, ders. 1956, ders. 1982.

Zu den Determinanten der Preisbildung zählen damit (ebenso wie in der deutschen Elektrizitätswirtschaft), neben den technisch-ökonomischen Kostencharakteristika (die im Abschnitt 6.2 dargestellt wurden), der vom Gesetzgeber bestimmte rechtliche Rahmen und die davon abzuleitenden staatlichen Eingriffsbefugnisse (Abschnitt 8.1) sowie die unternehmens-internen preispolitischen Ziele (Unterabschnitt 8.2.1) und die unternehmerische Kostenkalkulation (Unterabschnitt 8.2.2).

8.1 Der rechtliche Rahmen

Im Gegensatz zur deutschen Elektrizitätswirtschaft, die einer wettbewerbspolitischen Ausnahmeregelung unterworfen ist sowie staatlich reguliert wird und die neben öffentlichen auch zahlreiche gemischtwirtschaftliche und private Unternehmen umfaßt, wurden im Rahmen der Nationalisierung von 1946 in Frankreich nahezu alle EVU in einer einzigen öffentlichen Körperschaft, der EdF, zusammengeführt¹. Obwohl diesem Unternehmen eine Monopolstellung nur im Transmissionsbereich, nicht jedoch im Produktions- und Verteilungsbereich zuerkannt worden war, wurden im Jahr 1979 85 % der Produktion und 96 % der Verteilung von Elektrizität durch EdF durchgeführt².

Lediglich Kleinunternehmen, die Kraftwerke der Zechen und der Eisenbahngesellschaft SNCF, die industrielle Eigenerzeugung, die jedoch eine ministerielle Ausnahmegenehmigung benötigte, sowie bestimmte kommunale Verteilerunternehmen waren von der Nationalisierung ausgenommen³. Dabei wurden aber die bestehenden gesetzlichen Grundlagen, die insbesondere die Verteilung von Elektrizität (Gesetz vom 16. Juni 1906 sowie vom 16. Oktober 1919) und deren Produktion betreffen, durch die Nationalisierung nicht außer Kraft gesetzt.

1 Loi sur la nationalisation de l'électricité et du gaz (Journal Officiel vom 09.04.1946).

2 Vgl. Documentation Française 1981, S. 19.

3 Vgl. im einzelnen Art. 8 des Nationalisierungsgesetzes. Die ehemaligen Eigentümer bzw. Anteilseigner wurden ebenso wie im übrigen Energiesektor sowie im Banken- und Verkehrsbereich entschädigt, indem ihnen langfristige Schuldtitel übertragen wurden, deren Rückzahlung teilweise auch von der Umsatzentwicklung von EdF abhing. Vgl. U. Bohnen 1983, S. 114.

Allerdings erfolgte die Nationalisierung nicht vorrangig aus ökonomischen Gründen, etwa um die Kostenvorteile des natürlichen Monopols in Transport und Verteilung auszunutzen, sondern es spielten vor allem ideologische Aspekte (öffentliche Kontrolle von Schlüsselindustrien, Abneigung gegen große "Trusts" in privatem Eigentum) und technische Faktoren (landesweite Vereinheitlichung der Spannungs- und Frequenzwerte, Verbesserung überregionaler Verbindungen) eine Rolle¹. Dies ist im Zusammenhang damit zu sehen, daß in Frankreich eine weit zurückreichende Tradition des staatlichen Interventionismus existiert. Staat und Wirtschaft sind seit jeher enger verknüpft als in anderen Ländern, was auch heute noch in einem ausgeprägten Staatssektor, in einer gewissen zentralen Wirtschaftslenkung einzelner Sektoren (Planifikation) sowie in zeitweise massiven direkten staatlichen Interventionen in den Wirtschaftsablauf (Preiskontrollen) zum Ausdruck kommt.

Dirigistische Eingriffe des Staates sind daher insbesondere in einem Sektor wie der Elektrizitätswirtschaft zu erwarten, der auch in stärker marktwirtschaftlich orientierten Ländern vielfältigen staatlichen Interventionen ausgesetzt ist.

Nun wird zwar im französischen Sprachgebrauch unter Nationalisierung gerade nicht "Verstaatlichung" verstanden, sondern eine Überführung von privaten Unternehmen in Gemeineigentum, womit in gewisser Unabhängigkeit von Gruppeninteressen das öffentliche Wohl gefördert werden soll, ohne daß Staats- oder gar Regierungsinteressen im Vordergrund stehen². Es ist jedoch zu bezweifeln, ob solche Vorstellungen tatsächlich realisierbar sind³. Die konkrete Ausgestaltung des Verhältnisses zwischen dem staatlichen Exekutivorgan, der Regierung, und dem nationalisierten Unternehmen wird den ursprünglich mit der Nationalisierung angestrebten Vorstellungen wohl kaum gerecht.

1 Vgl. Documentation Française 1981, S. 19, sowie B. Chenot 1977, S. 15 ff.
2 Vgl. auch U. Bohnen 1983, S. 124.

3 Vgl. z.B. unsere Ausführungen zu den verschiedenen Firmentheorien im 5. Kapitel.

Die Hauptziele der französischen Energiepolitik sind generell mit den deutschen durchaus zu vergleichen: Deckung des Energiebedarfs zu den geringsten volkswirtschaftlichen Kosten sowie Versorgungssicherheit¹. Allerdings spielen insbesondere in der Elektrizitätswirtschaftspolitik noch weitere Ziele, etwa stabilitäts- und sozialpolitischer Art, eine Rolle.

Im Zeitablauf ist dabei eine Verschiebung der Prioritäten und gleichzeitig eine Entschärfung gewisser Zielkonflikte zu beobachten. Nimmt man beispielsweise die konfligierenden Ziele "preiswerte Energieversorgung", die durch den Import kostengünstiger Primärenergieträger realisiert werden kann, und "hohe Versorgungssicherheit", die Unabhängigkeit von Importenergien bedingt, so wurde in den 60er Jahren das erstgenannte Ziel gegenüber dem zweiten präferiert. Durch die Ölkrise der 70er Jahre gewann dagegen der Aspekt der Versorgungssicherheit einen hohen Stellenwert, während die Preisgünstigkeit der Energieversorgung zunächst in den Hintergrund trat. Schließlich ergab sich sogar eine gewisse Zielharmonie, als mit dem zunehmenden Anteil der Kernenergie an den Primärenergieträgern sowohl die angestrebte Versorgungssicherheit als auch das Ziel möglichst niedriger volkswirtschaftlicher Kosten der Energieversorgung realisiert wurden².

Gleichwohl können nicht immer alle verfolgten Ziele in gleichem Maße realisiert werden. Von seiten der Regierung wird außerdem einzelnen Aspekten des Zielsystems immer wieder bevorzugt Geltung verschafft, was sich auch im Verhalten der Aufsichtsbehörden gegenüber EdF zeigt.

Gemäß Artikel 4 des Nationalisierungsgesetzes ist EdF grundsätzlich in administrativer, finanzieller und juristischer Hinsicht autonom, d.h. sowohl von der staatlichen Verwaltung als auch vom öffentlichen Haushalt unabhängig³. Faktisch unterliegt EdF jedoch vielfältigen Beschränkungen durch staatliche, also regierungsseitige Interventionen.

1 Vgl. M. Vilain 1969, S. 102, sowie unsere Ausführungen in der Einleitung.

2 Vgl. hierzu U. Bohnen 1983, S. 10 f.

3 Vgl. Art. 4 des Nationalisierungsgesetzes.

Ohne an dieser Stelle auf die Beziehungen zwischen Regierung und EdF näher einzugehen¹, ist festzustellen, daß die Preispolitik der EdF einerseits außer den sogenannten Lastenheften keine gesetzlich festgelegte Grundlage kennt, wie sie etwa die BTOElt in Verbindung mit dem EnWiG in Deutschland darstellt, und daß andererseits das Finanzministerium ganz erheblichen Einfluß auf die Preisbildung (die völlig von der Genehmigungspraxis des Ministeriums abhängig ist), aber auch auf die Investitionsentscheidungen hat, wodurch ihm eine Schlüsselstellung in bezug auf die gesamte Geschäftspolitik zukommt².

Die Tatsache, daß gerade bei der EdF tätige Wissenschaftler zahlreiche Beiträge zur Theorie und Empirie der Grenzkostenpreisbildung geliefert haben, kann somit sicherlich teilweise auch aus dem Bestreben erklärt werden, den Einfluß der Politik auf die Preisbildung zurückzudrängen und die Tarifbildung durch Orientierung an ökonomischen Kriterien unabhängig von wechselnden Staatseinflüssen zu machen. Zwar werden die Konflikte zwischen Regierung und EdF sowie die Abhängigkeit des EVU von staatlichen Entscheidungen gerade in Krisenperioden besonders deutlich, wie die Zeit nach der ersten Ölkrise in der Mitte der 70er Jahre sichtbar machte. Dennoch hat EdF mit der vom Finanzministerium genehmigten Einführung der Grenzkostenpreisbildung sicherlich ein Stück unternehmerischer Autonomie errungen.

8.2 Die Grundlagen der Grenzkostenpreisbildung bei EdF

8.2.1 Preispolitische Ziele des Unternehmens³

EdF ist als nationalisiertes Unternehmen in der Rechtsform einer öffentlichen Körperschaft formal dem "öffentlichen Wohl" (*intérêt général*) verpflichtet; das bedeutet vor allem, daß die Erzielung von Gewinn nicht das vorrangige Ziel darstellt. Allerdings kann die Gestaltung

¹ Vgl. hierzu unsere Ausführungen im 11. Kapitel.

² Vgl. N. J. D. Lucas 1979, S. 134 ff.

³ Auch EdF verfolgt, wie jedes Unternehmen, mehrere Zielsetzungen, die sicherlich nicht alle explizit definiert sind. Hier interessieren zunächst nur die Preisbildung und ihre Grundlagen. Vgl. aber ergänzend H. Schütz 1971, S. 174 ff.

der Strompreise in Frankreich ebenso wenig wie in Deutschland mit der kaum operationalisierbaren Zielsetzung "Orientierung am nationalen Interesse" erklärt werden.

Gleichwohl waren die zu Beginn der 50er Jahre für die grundlegende Veränderung der Tarife maßgeblichen Überlegungen auch von einem gewissen Idealismus geprägt. Das heißt: Man war sich der Divergenzen zwischen Theorie und Praxis der Grenzkostenpreisbildung - in einer unvollkommenen Umgebung können Grenzkostenpreise zu Wohlfahrtsverlusten führen - sehr wohl bewußt. Doch sollte von der Preisbildung des öffentlichen Unternehmens eine Vorbildwirkung auf die privatwirtschaftlich organisierten Bereiche der Wirtschaft ausgehen, um diesen die Vorteilhaftigkeit einer Orientierung an den Grenzkosten vor Augen zu führen und so nach und nach zu einer Realisierung von Grenzkostenpreisen in der Gesamtwirtschaft und damit zu einer Annäherung an das Wohlfahrtsoptimum zu gelangen¹.

Diese Zielsetzung beinhaltet nahezu eine Umkehrung der üblicherweise verwendeten Argumentation: In der Regel haben staatliche Regulierungseingriffe das Ziel, das unternehmerische Verhalten, speziell die Preispolitik, so zu beeinflussen, daß es dem unter Wettbewerbsbedingungen nahekommmt. Allerdings ist auch das wirtschaftliche Umfeld im damaligen Frankreich zu sehen: Gekennzeichnet von korporativistischer Organisation im Innern und Protektionismus nach außen, geprägt auch vom "Malthusianismus", der wirtschaftlichen Selbstbescheidung der 30er und 40er Jahre, und seit Jahrhunderten an staatliche Interventionen gewöhnt, stellte die französische Wirtschaft sicherlich kein ausgeprägt wettbewerbliches Marktsystem dar². Somit ist der Ansatz der EdF, beispielhaft die Möglichkeit aufzuzeigen, wie (im Sinne der Wohlfahrtstheorie) gesamtwirtschaftlich optimale und einzelwirtschaftlich rationale, d.h. nicht zu Betriebsdefiziten führende, Tarife realisiert werden können, durchaus erklärbar.

1 Vgl. M. Boiteux 1951, zit. nach L. Monnier 1979, S. 150.

2 Erst mit der Gründung der EWG am Ende der 50er Jahre wurde Frankreich gezwungen, sich im Innern und nach außen dem marktlichen Wettbewerb zu stellen.

Allerdings blieb die erhoffte Signalwirkung auf den privaten Sektor weitgehend aus, und bereits Ende der 50er Jahre wurde die Zielsetzung der (unternehmerischen) Führung der EdF deutlich modifiziert¹. Der Substitutionswettbewerb auf dem Wärmesektor sowie die zunehmende industrielle Eigenerzeugung von Elektrizität einerseits und der verstärkte Ausbau der Netz- und Erzeugungsanlagen der EdF andererseits führten dazu, auch "kommerzielle" Überlegungen hinsichtlich der Tarifpolitik anzustellen. "Wir haben also die Aufgabe, die verschiedenen Verwendungsarten der elektrischen Energie zu fördern und der Elektrizität einen angemessenen Platz zu verschaffen"². In diesen Ausführungen von M. Boiteux kommt nicht mehr die Sorge um das öffentliche Wohl zum Ausdruck, sondern das Interesse der EdF an einer Ausweitung des Stromabsatzes und an einer gleichmäßigen Anlagenauslastung.

Ähnlich wie in Deutschland wurde dieses Ziel seit Mitte der 60er Jahre insbesondere durch eine verstärkte Werbung für die elektrische Raumheizung verfolgt. Dabei behielt man zwar den seit 1965 für Haushalts- und Landwirtschaftsabnehmer eingeführten Grenzkostentarif bei, doch erfolgte eine günstigere Gestaltung der Anschlußbedingungen. Teilweise wurden die Geräte den Kunden stark verbilligt oder kostenlos zur Verfügung gestellt³. Allerdings wirkte der Arbeitspreis, der unabhängig von der abgenommenen Strommenge pro kWh immer gleich hoch blieb, weniger verbrauchsfördernd als die degressiven Tarife der deutschen EVU.

Ferner wurde von den veröffentlichten, an Grenzkosten orientierten Mittelspannungstarifen in solchen Fällen nach unten abgewichen, in denen Unternehmen vom Strombezug zur Eigenerzeugung überzugehen drohten oder sogar aus dem benachbarten Ausland (genannt werden Deutschland und die Niederlande) Elektrizität beziehen wollten⁴. Allerdings kam es nur

1 Vgl. L. Monnier 1979, S. 151 f.

2 M. Boiteux 1959, zit. nach L. Monnier 1979, S. 152.

3 Vgl. N. J. D. Lucas 1979, S. 60 f.

4 Vgl. L. Monnier 1979, S. 155.

während eines begrenzten Zeitraums zu Beginn der 70er Jahre zu solchen "Sondertarifen", und erst in jüngster Zeit wurden abermals vereinzelt Bezugsverträge mit äußerst niedrigen Arbeitspreisen vereinbart¹.

Somit bleibt festzuhalten, daß die preispolitischen Zielsetzungen der EdF von dem Bemühen geprägt wurden, die als gesamtwirtschaftlich optimal erkannte Grenzkostenpreisbildung in die Tarifpraxis umzusetzen. Die Tarifstruktur blieb, nachdem 1957 der Tarif Vert für Mittelspannungsabnehmer und 1965 der Tarif Universel für Niederspannungsabnehmer eingeführt worden waren, weitgehend unverändert². Dahinter dürfte allerdings auch die Motivation gestanden haben, das Unternehmen unabhängiger von punktuellen politischen Interventionen zu machen, was in bezug auf das Tarifniveau gleichwohl nur selten möglich war.

8.2.2 Die Kostenkalkulation

Werden einer Preisbildung auf der Basis von Grenzkosten die kurzfristigen Grenzkosten zugrunde gelegt, so ermöglicht dies eine jederzeit optimale Anlagenausnutzung, während eine Orientierung an den langfristigen Grenzkosten zu größerer Preiskonstanz führt. Kurzfristige und langfristige Grenzkosten stimmen nur dann überein, wenn die Kapazitäten jederzeit optimal an die Nachfrage angepaßt sind³.

1 In neuerer Zeit verfügt EdF wiederum über Erzeugungskapazitäten, die deutlich über dem Bedarf liegen, so daß versucht wird, durch Preissenkungen sowie Stromexporte die Kapazitätsauslastung zu verbessern. Vgl. auch VIK 1983, S. 37 ff.

2 Die einzige gravierende Änderung betraf den Wegfall der Regionalisierung der Mittelspannungstarife zu Beginn der 70er Jahre. Allein die Hochspannungspreise sind jetzt noch regional differenziert, doch liegen die Unterschiede zwischen den Regionen bei weniger als 5 % des Preises. Vgl. M.Francony 1979, S. 10. Erst in den letzten Jahren wurde mit den Arbeiten zu einer neuerlichen, grundlegenden Tarifreform begonnen.

3 Vgl. unsere Ausführungen auf S. 48 ff.

Den französischen Strompreisen wurden nun stets die langfristigen Grenzkosten bei optimaler Kapazitätsanpassung zugrunde gelegt, um Preiskontinuität über einen längeren Zeitraum zu erreichen¹. Dafür müssen die Nachfrageentwicklung, die Kostensteigerungen oder -senkungen und weitere Parameter prognostiziert werden, um einen Bezugsrahmen zu erhalten und rechtzeitig die erforderlichen Investitionen vornehmen zu können. Zusätzlich tritt dabei die Schwierigkeit auf, daß zwischen der Höhe der Nachfrage und der Höhe der Grenzkosten eine gewisse Interdependenz besteht². Im Grunde kann die Bestimmung der langfristigen Grenzkosten nur durch komplexe Investitionsmodelle erfolgen, für deren Entwicklung bei EdF eine eigene, umfangreiche Stabsabteilung eingesetzt wird³.

Dabei sind die folgenden, für die Elektrizitätswirtschaft typischen Probleme zu beachten: Die Grenzkosten sind je nach Tages- und Jahreszeit, also abhängig vom Lastverlauf, unterschiedlich hoch. In die Berechnung der Grenzkosten müssen die fixen Kosten einer Sicherheitsreserve für unvorhergesehene "Nadelspitzen-Nachfrage" eingehen. Die Grenzkosten der thermischen Erzeugung variieren in Abhängigkeit von der Wasserdarbietung; je geringer die Leistung der Wasserkraftwerke ausfällt, in denen zu relativ niedrigen Kosten Strom erzeugt wird, um so mehr (und um so teurere, weil ältere) Wärmekraftwerke sind einzusetzen und umgekehrt.

Zur Abgrenzung und Bestimmung der Erzeugungskosten wird bei EdF ein sogenannter "Knoten" im überregionalen Verbundnetz herangezogen, der als Bezugspunkt zur Definition der Kosten der Produktion dient. Dort sind Lastverteiler installiert, die den Lastfluß messen und den optimalen Kraftwerkseinsatz regeln⁴. Die Transportkosten zwischen den

1 Vgl. M. Boiteux 1982, S. 81 f.

2 Vgl. W. Mönig 1975, S. 179.

3 Vgl. M. Francony 1979, S. 24 f., der die verschiedenen Komponenten eines derartigen Modells zur Bestimmung eines Mittelspannungstarifs darstellt, sowie G. Moynet 1978, S. 66 ff.

4 Vgl. J. Quoilin 1976, S. 154 f.

einzelnen Knotenpunkten können analog zu den Erzeugungskosten bestimmt werden, da die Inanspruchnahme des Verbundnetzes überwiegend von den Zufälligkeiten des Einsatzes der Produktionskapazitäten (z.B. von der Verfügbarkeit der Kraftwerke oder der Wasserdarbietung), weniger jedoch von Nachfrageschwankungen abhängig ist¹.

Während im Erzeugungsbereich bekanntlich nur ein Teil der Kosten zu den verbundenen Kosten zählt (nämlich die Kosten der Produktionsanlagen) und der andere Teil aus direkt zurechenbaren Arbeitskosten besteht, liegen im Transport- und Verteilungsbereich überwiegend Leistungskosten, also verbundene Kosten, vor. Auch bei einer Tarifierung, die sich an den Grenzkosten der Versorgung orientiert, entsteht dann - wie bei der "Vollkostenrechnung" - das Problem der Abgrenzung und Anrechnung der verbundenen Leistungskosten (sofern man nicht das quasi-optimale Ramsey-Verfahren verwendet²).

Bei EdF versucht man, diese Schwierigkeiten zu lösen, indem das Leitungsnetz in drei Abschnitte unterteilt wird³:

- Das "gemeinsame Netz" liegt am "weitesten" vom einzelnen Abnehmer entfernt. Es handelt sich dabei um einen Netzabschnitt, durch den eine große Anzahl von Verbrauchern mit Strom versorgt wird. Dessen Kapazität wird vor allem vom durchschnittlichen Verbrauch der Nachfrager während der Spitzenlastzeit bestimmt, da bei einer großen Abnehmerzahl die Wahrscheinlichkeit, daß jeder von ihnen in der Spitzenlastzeit mehr Strom als im Normalfall verbraucht, relativ gering ist.
- Das "individuelle Netz" hingegen liegt dem Abnehmer am nächsten, stellt also die einzelne Anschlußleitung dar. Seine Kapazität hängt allein von der Spitzenlastnachfrage, der individuellen Höchstlast, des jeweiligen Verbrauchers ab.
- Zwischen den beiden Abschnitten liegt das "halb-individuelle Netz", dessen Kapazität durch die zufälligen Verbrauchsschwankungen der jeweiligen Abnehmer, nicht aber durch die abgenommene Strommenge bestimmt wird.

1 Vgl. ebenda, S. 157.

2 Vgl. S. 61 ff. in dieser Arbeit.

3 Vgl. hierzu M. Boiteux 1982, S. 85 ff. Das Beispiel bezieht sich auf das Hochspannungsnetz, ist jedoch auf die anderen Spannungsebenen übertragbar.

Die Kapazitätskosten des gemeinsamen Netzes werden nun nach einer Art Stark- bzw. Spitzenlastanteilverfahren auf die Abnehmer umgerechnet. Dabei sind in den Grenzkosten einer kWh, die in der Schwachlastzeit abgenommen wird, keinerlei Kapazitätskosten enthalten; diese werden vielmehr auf die in der Stark- und Spitzenlastzeit verbrauchten kWh gleichmäßig aufgeteilt. Durch die Einbeziehung der Starklastzeit wird das Phänomen der wandernden Lastspitze vermieden, das aufträte, wenn der Preis des in der relativ kurzdauernden Spitzenlastzeit bezogenen Stroms übermäßig hoch wäre¹. Ein Nachfrager hat also um so mehr fixe Kosten des gemeinsamen Netzes zu tragen, je höher sein Stromverbrauch in der Stark- und Spitzenlastzeit ist.

In bezug auf das halb-individuelle Netz hingegen nimmt man an, daß die Zufälligkeiten der Stromnachfrage, also die zeitliche Übereinstimmung der individuellen Spitzenlast mit der Spitzenlast des entsprechenden Netzabschnitts, um so höher sein werden, je höher die angemeldete Leistung des einzelnen Abnehmers im Vergleich zum wahrscheinlichen durchschnittlichen Bedarf ist. Ohne Einfluß ist dagegen die von den Kunden tatsächlich verbrauchte Strommenge. Das bedeutet, daß die Kapazitätskosten des halb-individuellen Netzes in Relation zu der jeweils angemeldeten Leistung auf die Abnehmer verteilt werden.

Dabei erfolgt (bei Mittelspannungs- und Hochspannungsabnehmern) aber auch eine zeitliche Differenzierung; verpflichtet sich beispielsweise ein Abnehmer, seine individuelle Spitzenlast außerhalb der Netzspitzenlast zu beanspruchen, so hat er einen geringeren Teil der Kapazitätskosten zu tragen als ein Verbraucher mit derselben bestellten Leistung, dessen Spitzenlast mit der Systemspitze zusammenfällt².

1 Vgl. J. Quoilin 1976, S. 160 f., sowie unsere Ausführungen auf S. 75 ff.
2 Vgl. ebenda, S. 162.

Die Kosten des individuellen Netzes sind dem einzelnen Abnehmer dagegen direkt zurechenbar und werden, ähnlich wie in Deutschland, über Netzkostenbeiträge gedeckt¹.

Somit ergeben sich auch in Frankreich zweiteilige Tarife, deren Grundgebühr aus den fixen Kosten des halb-individuellen Netzes besteht und abhängig ist von der angemeldeten Leistung, während der Arbeitspreis für die tatsächlich verbrauchte Strommenge außer den Grenzkosten der Erzeugung einen Teil der Kapazitätskosten des gemeinsamen Netzes enthält. Die Strompreise von Hoch- oder Mittelspannungsabnehmern beinhalten damit einen relativ höheren Anteil an Erzeugungskosten und einen verhältnismäßig geringeren Anteil an Netzkosten pro kWh als die Tarife für Niederspannungsabnehmer.

Wie dieses in den Grundzügen skizzierte Tarifsystern nun im einzelnen aussieht, wird im folgenden dargestellt².

8.3 Der Tarif für Niederspannungsabnehmer (Tarif Universel)

8.3.1 Die Tarifstruktur für Haushalts- und Landwirtschaftsabnehmer

Der auf den Grenzkosten der Versorgung basierende Universaltarif für Haushalts- und Landwirtschaftsabnehmer wurde seit 1965 sukzessive eingeführt, doch belieferte EdF 1980 erst 85 % der Abnehmer aus den genannten Gruppen nach diesem Tarif.

¹ Vgl. ebenda, S. 161.

² Alle Tarifpreise werden hier ohne Steuern angegeben. Auf die Nettopreise sind demnach noch die Steuern der Départements (zwischen 0 und 4 % auf 80 % des Rechnungspreises ohne Steuern) und der Gemeinden (zwischen 0 und 8 % auf 80 % des Rechnungspreises ohne Steuern) sowie die Mehrwertsteuer (18,6%) aufzuschlagen.

Es handelt sich um einen zweiteiligen Tarif mit einem Arbeitspreis, der für die verbrauchte Strommenge zu zahlen ist, und einem Anschlußpreis für die bestellte Leistung. Die Abnehmer können zwischen zwei Varianten wählen:

- Der "einfache Tarif" besteht aus dem Arbeitspreis für die abgenommene Strommenge und dem nach der bestellten Leistung gestaffelten Anschlußpreis. Der Verbraucher kann Leistungseinheiten zwischen 3 und 18 kW wählen, wobei der Anschlußpreis insgesamt mit zunehmender Leistung ansteigt. Der Preis pro kW allerdings beträgt bei einer bestellten Leistung von 3 kW (dem sog. "Haushaltsanschluß") 82,16 Francs (F), um beim "Komfortanschluß" (6 kW) auf 64,78 F zu fallen und dann über 74,37 F (Anschluß "mit allem Komfort", d.h. 9 kW) bis auf 86,75 F (bestellte Leistung 18 kW) anzusteigen (vgl. Abb. 8.1). Leistungswerte über 18 kW können nur in Kombination mit dem Schwachlasttarif bestellt werden. Der Preis pro tatsächlich verbrauchter kWh bleibt unabhängig von der insgesamt abgenommenen Strommenge konstant bei 38,58 Centimes (C).

- Der "Tarif mit Schwachlastzeiten" umfaßt neben dem Anschlußpreis und dem Arbeitspreis für die abgenommene Strommenge einen weiteren, deutlich geringeren Arbeitspreis für die während der Schwachlastzeit verbrauchten kWh. Die Schwachlastzeit dauert acht Stunden pro Nacht, wobei die genaue Abgrenzung abhängig vom jeweiligen Belastungsverlauf durch EdF erfolgt. Im allgemeinen liegt sie zwischen 22 und 6 Uhr. Während der Arbeitspreis in der Starklastzeit die gleiche Höhe hat wie beim einfachen Tarif, liegt der Preis für die bestellte Leistung über dem kW-Preis im einfachen Tarif. Bei einer bestellten Leistung von 3 kW beträgt der Preis pro kW 130,84 F, bei 6 kW fällt er auf 95,20 F und steigt dann kontinuierlich an bis auf 124,24 F/kW bei einer bestellten Leistung von 30 kW. Für jedes darüber hinaus bestellte kW sind 148,20 F zu zahlen (vgl. Abb. 8.1).

Abb. 8.1: Der Tarif für Niederspannungsabnehmer (Haushalts- und Landwirtschaftsabnehmer) der EdF, Stand 1982.

Bestellte Leistung (kW)	Einfacher Tarif		Tarif mit Schwachlastzeiten		
	Anschluß- preis (F/Jahr)	Arbeits- preis (C/kWh)	Anschluß- preis (F/Jahr)	Arbeitspreis (C/kWh)	
				Starklast- zeit	Schwachlast- zeit
3	246,48	38,58	392,52	38,58	22,31
6	388,68		571,20		
9	669,36		905,52		
12	966,72		1253,28		
15	1264,08		1601,04		
18	1561,44	-	1948,80	-	-
24	-		2838,00		
30	-		3727,20		
über 30	-		+148,20 pro kW		

Sowohl beim einfachen Tarif als auch beim Tarif mit Schwachlastzeiten ist die Bezugsgröße für den Anschlußpreis die bestellte Leistung, die von der Ausstattung des Abnehmers mit elektrischen Geräten, nicht jedoch von Charakteristika der Wohnung (etwa der Raumzahl) abhängt. Auch von der Art der Verwendung der bezogenen Elektrizität gehen keine Auswirkungen auf den zu zahlenden Strompreis aus, da der marginale Arbeitspreis, der Preis für eine zusätzliche kWh, immer gleich hoch ist. Allerdings steigt der Durchschnittspreis pro verbrauchter kWh mit zunehmender bestellter Leistung an (vgl. Abb. 8.2 und 8.3).

Jeder Kunde kann selbst bestimmen, wieviel kW Leistung er bestellt; die Einhaltung der maximal zulässigen Leistung wird mittels Unterbrecherschalter kontrolliert. Die Messung der Verbrauchsmengen in Starklast- und Schwachlastzeiten erfolgt durch einen einzigen Zähler pro Abnehmer.

Abb. 8.2: Strompreise der EdF für Haushaltsabnehmer mit 6 kW Anschlußwert ohne Schwachlastzeit

Verbrauch (kWh/Jahr)	Marginaler Arbeitspreis (C/Jahr)	Arbeitspreis (F/Jahr)	Grundpreis (F/Jahr)	Gesamtpreis (F/Jahr)	Durchschnitts- preis ¹⁾ (C/kWh)
50	↑ 38,58 ↓	19,29	↑ 388,68 ↓	407,97	816
100		38,58		427,60	427
250		94,45		483,13	193
500		192,90		581,58	116
1000		385,80		774,48	77
2000		771,60		1160,28	58
3000		1157,40		1546,08	51
4000		1543,20		1931,88	48
5000		1929,00		2317,68	46
6000		2314,80		2703,48	45
7000		2700,60		3089,28	44

1) Durchschnittspreis = Quotient aus der Summe von Arbeits- und Grundpreis sowie den verbrauchten kWh.

Abb. 8.3: Strompreise der EdF für Landwirtschaftsabnehmer mit 12 kW Anschlußwert ohne Schwachlastzeit

Verbrauch (kWh/Jahr)	Marginaler Arbeitspreis (C/Jahr)	Arbeitspreis (F/Jahr)	Grundpreis (F/Jahr)	Gesamtpreis (F/Jahr)	Durchschnitts- preis ¹⁾ (C/kWh)
500	↑ 38,58 ↓	192,90	↑ 966,72 ↓	1159,62	232
1000		385,80		1352,52	135
3000		1157,40		2124,12	71
6000		2314,80		3281,52	55
7000		2700,60		3667,32	52
10000		3858,00		4824,72	48
15000		5787,00		6753,72	45
20000		7716,00		8682,72	43

1) Durchschnittspreis = Quotient aus der Summe von Arbeits- und Grundpreis sowie den verbrauchten kWh.

8.3.2 Die Tarifstruktur für Gewerbeabnehmer

Zu den gewerblichen Abnehmern im Niederspannungsbereich zählen insbesondere Handwerk, Handel und freie Berufe. Der an Grenzkosten orientierte Tarif wurde für diese Nachfragergruppe erst 1972/73 eingeführt, als der Universaltarif von 1965 einer gründlichen Überarbeitung unterzogen wurde.

Auch diesem Kundenkreis wird - unabhängig von der Verwendungsart des bezogenen Stroms - ein einfacher Tarif sowie ein Tarif mit Schwachlastzeiten zur Wahl angeboten, wobei bis zu einer bestellten Leistung von 18 kW der zweiteilige Tarifaufbau um eine Zonenkomponente ergänzt wird (vgl. Abb. 8.4):

- Liegt die Höhe der bestellten Leistung zwischen 3 kW und 18 kW, so ist für eine "erste Zone", also für die ersten 75 kWh (bei einer bestellten Leistung von 3 kW) bis maximal 450 kWh (bei einer bestellten Leistung von 18 kW) pro Monat, ein erhöhter Arbeitspreis von 51,59 C/kWh zu bezahlen. Auf die darüber hinaus verbrauchte Strommenge werden dieselben Preise pro kWh erhoben wie im Haushaltsbereich, nämlich 38,58 C/kWh in der Starklastzeit bzw. 22,31 C/kWh in der Schwachlastzeit. Beträgt die bestellte Leistung 24 kW oder mehr, so entfällt die erste Zone, und der Abnehmer hat allein den Arbeitspreis von 38,58 oder 22,31 C/kWh zu zahlen.

Die Anschlußpreise sind zum einen differenziert nach Starklast- und Schwachlastzeit, zum anderen nach der Höhe der für Beleuchtungszwecke bestellten Leistung. Ferner wird wiederum unterschieden zwischen einer bestellten Leistung von bis zu 18 kW und einer bestellten Leistung von 24 kW und mehr.

Abb. 8.4: Der Tarif für Niederspannungsabnehmer (Gewerbekunden) der EdF, Stand 1982.

Bestellte Gesamt- Leistung (kW)	1. Zone (kWh/Mt.)	Arbeitspreis (C/kWh)			Anschlußpreis (F/Mt.)	
		1. Zone	2. Zone	Schwach- lastzeit	Einfacher Tarif	Tarif mit Schwachlastzeiten
3	75	↑	↑	↑	8,92 F/kW	8,70 F plus 9,59 F/kW
6	150				zuzüglich folgender Aufschläge, die von der für Beleuchtungszwecke bestellten Leistung (B) abhängen (Minimum: 3 kW):	
9	225	51,59	38,58	22,31		
12	300	↓	↓	↓		
15	375					
18	450					
24 und mehr	-	-	38,58	22,31	13,91 F/kW	8,70 F plus 16,57 F/kW zuzüglich der folgenden Aufschläge für B (maximal 18 kW)
					B (kW)	3 6 9 12 15 18
					Anschluß- preis (F)	37,32 74,64 111,96 149,28 186,60 223,92

Abb. 8.5: Strompreise der EdF für Gewerbeabnehmer mit 12 kW Gesamt- Anschlußleistung, davon 3 kW für Beleuchtungszwecke (ohne Schwachlastzeit)

Verbrauch (kWh/Jahr)	Marginaler Arbeitspreis (C/kWh)	Arbeitspreis (F/Jahr)	Grundpreis ¹ (F/Jahr)	Gesamtpreis (F/Jahr)	Durchschnitts- preis (C/kWh)
300	51,59	154,77	↑	1887,09	629,0
500		231,93		1964,25	392,9
1000		424,83		2157,15	215,7
3000		1196,43		2928,75	97,6
5000		1968,03		3700,35	74,0
10000		3897,03	1732,32 ↓	5629,35	56,3
15000	38,58	5826,03		7558,35	50,4
20000		7755,03		9487,35	47,4
30000		11613,03		13345,35	44,5
40000		15471,03		17203,35	43,0
50000	↓	19329,03		21061,35	42,1
80000		30903,03		32635,35	40,7

- 1) Der Grundpreis setzt sich zusammen aus dem allgemeinen Preis für die bestellte Leistung (12 kW à 8,92 für 12 Monate) sowie dem Aufschlag für die Beleuchtungsleistung (3 kW für 12 Monate, d.h. 37,32 F x 12).
- 2) Durchschnittspreis = Quotient aus der Summe von Arbeits- und Grundpreis sowie den verbrauchten kWh.

- Im einfachen Tarif sind bei einer bestellten Leistung von bis zu 18 kW pro kW und Monat 8,92 F zu zahlen; dazu kommt ein Aufschlag, der je nach der Höhe der für Beleuchtungszwecke bestellten Leistung zwischen 37,32 F/Monat (bei 3 kW für Beleuchtung bestellter Leistung) und 223,92 F/Monat (bei 18 kW für Beleuchtungszwecke bestellter Leistung) liegt. Beträgt die bestellte Leistung 24 kW und mehr, so sind pro kW 15,91 F/Monat Anschlußgebühr zu zahlen; dazu kommen noch die Aufschläge für die Beleuchtungsleistung.

- Im Tarif mit Schwachlastzeiten sind für eine bestellte Leistung von 18 kW und weniger eine feste Gebühr von 8,70 F/Monat sowie pro kW 9,59 F/Monat zu zahlen. Ab einer bestellten Leistung von 24 kW sind pro kW 16,57 F/Monat zuzüglich 8,70 F/Monat fester Gebühr zu entrichten. Hinzu kommen die Aufschläge für die zu Beleuchtungszwecken bestellte Leistung, die die gleiche Höhe aufweisen wie im einfachen Tarif.

Auch bei den gewerblichen Abnehmern wird die gesamte Stromabnahmemenge durch nur einen Zähler pro Kunde gemessen, und durch einen Unterbrecherschalter wird sichergestellt, daß die bestellte Leistung nicht überschritten wird.

Während die Arbeitspreise sowohl für Haushalts- und Landwirtschafts-¹ als auch für Gewerbeabnehmer jeweils in der Starklastzeit und in der Schwachlastzeit gleich hoch sind (mit Ausnahme der relativ teureren ersten Zone bei Gewerbeabnehmern), liegen die Anschlußpreise im gewerblichen Bereich deutlich über denen im Haushaltsbereich, so daß auch die Durchschnittspreise pro kWh für Gewerbeabnehmer höher liegen als für Haushaltsabnehmer mit gleichem Stromverbrauch und derselben bestellten Leistung (vgl. Abb. 8.5). Je höher der Anteil der für Beleuchtungszwecke bestellten Leistung an der insgesamt bestellten Leistung eines gewerblichen Verbrauchers ist, um so höher ist auch sein Anschlußpreis und um so stärker liegt der Durchschnittspreis über dem eines vergleichbaren Haushaltsabnehmers. Mit zunehmender Stromverbrauchsmenge allerdings reduzieren sich die Differenzen immer mehr.

¹ Zukünftig wird vereinfachend von "Haushaltsabnehmern" gesprochen, wenn Haushalts- und Landwirtschaftskunden gemeint sind.

8.3.3 Beurteilung

EdF wendet auf alle Abnehmer, die aus dem Niederspannungsnetz versorgt werden, zweiteilige Tarife an, die aus einem Anschlußpreis für die bestellte Leistung und einem Arbeitspreis für die verbrauchte Strommenge bestehen.

Der Anschlußpreis kann dabei als Grundgebühr im Rahmen eines Höchstlastpreissystems interpretiert werden, denn mit zunehmender bestellter Leistung steigt der Anschlußpreis sowohl absolut als auch pro bestelltem kW kontinuierlich an (mit Ausnahme des Übergangs von 3 kW auf 6 kW bestellter Leistung)¹. Bekanntlich ist die Grundgebühr bei Höchstlastpreisen entscheidungswirksam, im Gegensatz zur Grundgebühr bei alloktionsoptimalen "gespaltenen" Tarifen².

Und auch im hier betrachteten Fall kann der Nachfrager den Leistungspreis durch Verschieben der Leistungsinanspruchnahme, also durch eine Verstetigung seines Stromverbrauchs über den Tagesablauf, beeinflussen.

Abnehmer mit relativ geringer Leistungsinanspruchnahme (abgesehen von der ersten Schicht) dürften im allgemeinen auch eine relativ gleichmäßige individuelle Stromnachfrage aufweisen; damit ist aber auch der individuelle Anteil an der Spitzen- bzw. Höchstlast des halb-individuellen Verteilungs-Netzes relativ niedrig³. Daher zahlen diese Abnehmer einen vergleichsweise geringen Leistungspreis (der ja die Kapazitätskosten des halb-individuellen Netzes abdecken soll). Mit zunehmender bestellter Leistung ist nun zu erwarten, daß sich auch die Dauer der individuellen Spitzen- oder Höchstlastnachfrage erhöht, so daß dementsprechend auch höhere Leistungspreise zu zahlen sind.

Der relativ hohe Anschlußpreis der untersten Leistungszone (3 kW bestellte Leistung) ist unter dem Gesichtspunkt der Kostenorientierung ebenfalls vertretbar. Denn Haushalte mit nur wenigen Elektrogeräten benötigen Strom

1 Im Gewerbebereich wird dieser Effekt durch die zunehmenden Aufschläge für die Leistungsbereitstellung zu Beleuchtungszwecken erreicht.

2 Vgl. unsere Ausführungen auf S. 61 sowie auf S. 75 ff.

3 Vgl. J. Finsinger/P. Kleindorfer 1981, S. 53.

insbesondere für Beleuchtungszwecke und zum Kochen; dieser Strombedarf ist aber zeitlich kaum zu verschieben, sondern wird in der Stark- bzw. Spitzenlastzeit des gesamten Systems wirksam.

Eine Nachfrageausweitung dieser Kundengruppe zieht also tendenziell auch eine Erweiterung der Kapazität des halb-individuellen Netzes nach sich, so daß diesen Abnehmern ein relativ hoher Anteil der Kapazitätskosten des genannten Netzabschnitts angelastet wird.

Der einfache Tarif für Haushalts- und Landwirtschaftsabnehmer entspricht also bezüglich der Anschlußpreise durchaus den Kriterien einer allokativ effizienten Höchstlastpreisbildung. Ebenso verhält es sich mit den Zuschlägen, die Gewerbeabnehmer für den Teil ihrer bestellten Leistung zahlen müssen, der Beleuchtungszwecken dient. Lichtstrom wird vor allem in Zeitabschnitten nachgefragt, in denen die Kapazitäten stark belastet sind, und eine Erhöhung der Nachfrage nach Elektrizität für Beleuchtung führt in der Tendenz dazu, daß die Netzkapazität erweitert werden muß¹.

Der generelle Leistungspreis für Gewerbeabnehmer liegt bei gleicher bestellter Leistung immer über dem für Haushaltsabnehmer. Gewerbliche Kunden weisen im allgemeinen einen gleichmäßigeren Belastungsverlauf auf als Haushaltsabnehmer² und haben auch einen weitaus höheren Durchschnittsverbrauch als diese³. Damit liegt die Benutzungsdauer von Gewerbeabnehmern gegenüber der von Haushaltsabnehmern mit gleicher bestellter Leistung höher. Die Tatsache, daß Gewerbekunden im Leistungspreis einen größeren Anteil der Kapazitätskosten des halb-individuellen Netzes zu tragen haben als Haushaltsabnehmer, kann demnach mit den zugrunde liegenden Kosten begründet werden. Gemäß dem Konzept der Höchstlastpreisbildung müßte allerdings mit zunehmendem Leistungspreis der Arbeitspreis sinken.

1 Nachtschichten sind im hier angesprochenen (klein-) gewerblichen Bereich unüblich, so daß die Nachfrage nach Lichtstrom nicht dazu beiträgt, die Kapazitäten in der Schwachlastzeit besser auszunutzen.

2 Vgl. L. Haas 1975, S. 49.

3 Im Jahr 1980 verbrauchte der durchschnittliche Gewerbeabnehmer 8241 kWh, der durchschnittliche Haushaltsabnehmer jedoch nur 2413 kWh. Vgl. EdF 1981a, S. 95 und 97.

Der Arbeitspreis für die verbrauchte Elektrizität ist jedoch für alle Abnehmer und unabhängig von der abgenommenen Strommenge gleich hoch; zumindest wird er aber nach Starklast- und nach Schwachlastzeiten differenziert.

Da im Niederspannungsbereich die Erzeugungskosten im Vergleich zu den Verteilungskosten eine untergeordnete Rolle spielen, spiegeln sich in den Arbeitspreisen die je nach Jahres- und Tageszeit unterschiedlichen Durchschnittskosten des jeweiligen "Grenzkraftwerks" nicht wider. Vielmehr ist zu beachten, daß Haushalts- und Gewerbeabnehmer den überwiegenden Teil ihrer Stromabnahme in der Starklastzeit realisieren. Somit sind im Arbeitspreis neben den Erzeugungskosten, die in diesem Fall wohl die Durchschnittskosten eines zusätzlich im oberen Mittellastbereich einzusetzenden Kraftwerks darstellen, vor allem die anteiligen fixen Kosten des "gemeinsamen Netzes" enthalten. Der Schwachlastpreis pro kWh orientiert sich hingegen allein an den variablen Kosten der Erzeugung und der Verteilung, da die Erzeugungs- und Verteilungskapazitäten während der Nachtstunden nicht voll ausgelastet sind und zusätzlich wirksame Nachfrage keine Kapazitätskosten verursacht. Der Schwachlastarbeitspreis spiegelt demnach die Brennstoffkosten eines Grundlastkraftwerks und die variablen Verteilungskosten, also die Netzverluste, wider¹.

Auch der besonders hohe Arbeitspreis in der ersten Zone für Gewerbeabnehmer mit einer bestellten Leistung von bis zu 18 kW kann als vereinbar mit allokativ effizienter Höchstlastpreisbildung angesehen werden. Denn bei konstanter individueller Höchstlast steigt mit zunehmender Nachfrage nach elektrischer Arbeit die Benutzungsdauer, und damit wird die individuelle Stromabnahme gleichmäßiger. Dann steigt jedoch auch die Zeitdauer der Übereinstimmung der individuellen Höchstlast mit der Systemhöchstlast, so daß eine an Grenzkosten orientierte Preisbildung zu einer Verringerung des Arbeitspreises sowie einer Erhöhung des Anschlußpreises führen würde². Dem entspricht der Übergang

1 Vgl. J. Quoilin 1976, S. 157.

2 Vgl. J. Finsinger/P. Kleindorfer 1981, S. 53.

vom Arbeitspreis der ersten Zone auf den geringeren Arbeitspreis der zweiten Zone, wobei allerdings weder eine weitere Reduzierung des Arbeitspreises in weiteren Zonen noch eine Erhöhung des Preises für die bestellte Leistung erfolgt.

Zu beachten ist jedoch, daß ein degressiver Preisverlauf im Zusammenhang mit Höchstlastpreisbildung ganz anders zu beurteilen ist als etwa die Arbeits- und Durchschnittspreisstruktur im deutschen Tarifabnehmerbereich. Letztere ist insbesondere deshalb als ineffizient anzusehen, weil der Grundpreis nicht entscheidungswirksam ist, während der allein die Konsumententscheidung beeinflussende Arbeitspreis zu niedrig angesetzt wurde¹. Dagegen ist bei Höchstlastpreisbildung auch der Leistungspreis entscheidungsrelevant, und der degressiv verlaufende Arbeitspreis spiegelt die geringeren Kosten wider, die bei einer gleichmäßigeren Verteilung des Strombedarfs über den Tag hinweg pro kWh anfallen (sofern die Nachfrageausweitung außerhalb der Spitzenlastzeit erfolgt). Zudem sinken zwar die Durchschnittspreise pro kWh mit zunehmendem Verbrauch bei gleicher bestellter Leistung; doch mit zunehmender bestellter Leistung nehmen auch die Durchschnittspreise höhere Werte an.

Zusammenfassend ist also festzustellen, daß Preisstruktur und Preisgefüge im französischen Niederspannungsbereich weitgehend die Anforderungen an eine allokativ effiziente Preissetzung erfüllen, im Gegensatz zu den Strompreisen im Tarifabnehmerbereich der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Allerdings enthält der Universaltarif dennoch einige Inkonsistenzen; so ist beispielsweise die Relation der Anschlußpreise für Haushalts- und für Gewerbeabnehmer nicht durch unterschiedliche Kosten zu belegen, so daß vermutet werden kann, daß interne Subventionierung zugunsten der Haushalts-(und Landwirtschafts-)abnehmer vorliegt. Ferner ist auch die Zonung des Arbeitspreises im Gewerbeabnehmerbereich nur unvollständig und daher nicht kostengerecht. Dennoch ist bereits an dieser Stelle festzustellen, daß die Tarife der EdF im Niederspannungsbereich die Bedingungen der Allokationseffizienz in weit- aus höherem Maß erfüllen als die Strompreisbildung im deutschen Tarifabnehmerbereich.

¹ Vgl. ebenda.

8.4 Der Tarif für Mittelspannungsabnehmer (Tarif Vert)

8.4.1 Die Tarifstruktur

Zu den Mittelspannungsabnehmern, die mit Strom der Spannung 5 bis 30 kV versorgt werden, die also nicht an das Verteilungsnetz, sondern mehr oder weniger direkt an das Transportnetz angeschlossen sind, zählen insbesondere kleine und mittlere Industrieunternehmen¹. Nur ein ganz geringer Teil der Abnehmer, der Hochspannungsstrom (60, 90, 150 oder 220 kV) benötigt, wird ebenfalls auf der Grundlage des Tarif Vert beliefert².

Auch der Tarif für Mittelspannungsabnehmer weist, wie der Universaltarif, eine zweiteilige Struktur auf und setzt sich aus einem Grundpreis für die bestellte Leistung sowie einem Arbeitspreis für die abgenommene Strommenge zusammen. Dazu kommt noch die gesonderte Berechnung für den Blindstrom.

- Der Grundpreis für die bestellte Leistung ist abgestuft nach der Benutzungsdauer; er beträgt zwischen 606,57 F pro kW und Jahr ("tarif très longues utilisations" mit einer Benutzungsdauer von mehr als 5500 Stunden jährlich) und 87,35 F pro kW und Jahr ("tarif pour courtes utilisations", Benutzungsdauer unter 800 Stunden jährlich).

Im "tarif général", nach dem 85 % der Abnehmer beliefert werden, wird von einer Benutzungsdauer von 800 bis 4000 Stunden jährlich ausgegangen; der Grundpreis beträgt hier 232,52 F pro kW und Jahr (vgl. Abb. 8.6).

Zusätzlich werden noch ein Tarif für Reserveversorgung ("tarif de secours") sowie ein Ergänzungstarif ("tarif d'appoint") festgelegt.

Industrielle Eigenerzeuger, die Strom von EdF nur bei Ausfall der eigenen Anlagen beziehen, haben einen Grundpreis von 105,11 F pro kW und Jahr zu entrichten, während auf Abnehmer, die lediglich einen Teil der benötigten Elektrizität selber erzeugen, ein Grundpreis von 364 F pro kW und Jahr entfällt.

1 Vgl. Documentation Française 1981, S. 152.

2 Vgl. z.B. J. Quoilin 1976, S. 165.

- Der Arbeitspreis für die tatsächlich verbrauchte elektrische Energie ist sowohl nach der Benutzungsdauer als auch nach Tages- und Jahreszeit differenziert.

Während der vom 1. April bis zum 30. September dauernden "Sommerzeit" wird nur nach Starklast- und Schwachlastzeit unterschieden; für die vom 1. Oktober bis zum 31. März dauernde "Winterzeit" wird zusätzlich zur Starklast- und Schwachlastzeit noch die Spitzenlastzeit eingeführt. Dabei gilt als Schwachlastzeit die Zeit von 22 bis 6 Uhr sowie der gesamte Sonntag, während als Starklastzeit jeder Tag außer Sonntag von 6 bis 22 Uhr definiert ist. In den vier Wintermonaten November bis Februar gelten pro Tag vier Stunden als Spitzenlastzeit, und zwar jeweils die Zeit von 7 bis 9 Uhr und von 17 bis 19 Uhr.

Generell liegen bei gleicher Benutzungsdauer die Arbeitspreise im Winter über denen im Sommer. Die niedrigsten Arbeitspreise pro kWh sind in der Schwachlastzeit im Sommer zu zahlen; dagegen sind sie in der Spitzenlastzeit erwartungsgemäß am höchsten. Ferner steigt der Arbeitspreis mit abnehmender Benutzungsdauer an, wobei die Zunahme in der Schwachlastzeit vergleichsweise geringer ausfällt als in der Starklast- bzw. Spitzenlastzeit (vgl. Abb. 8.6).

- Die Blindarbeit wird im Winter mit 5,43 C/kVarh und im Sommer mit 2,12 C/kVarh in Rechnung gestellt, doch werden den Unternehmen jeweils 1,61 bzw. 0,85 C/kVarh wieder rückvergütet.

Die geschilderte Preisbildung wird anhand einzelner Abnahmefälle in Abb. 8.7 demonstriert.

Bis zum Jahr 1972 waren die Mittelspannungstarife auch noch geringfügig regional differenziert; seither gelten sie einheitlich für ganz Frankreich, während die Tarife für Hochspannungsabnehmer nach wie vor nach Regionen unterschieden werden. Da bei Hochspannungskunden die Produktionskosten den größten Teil der Gesamtkosten pro kWh umfassen, kommt in dieser Differenzierung die je nach Region unterschiedliche Primärenergiebasis zumindest teilweise zum Tragen¹. Die regionale Differenzierung

1 Vgl. Documentation Française 1981, S. 153.

Abb. 8.6: Der Tarif für Mittelspannungsabnehmer der EdF, Stand 1982

Tarif- bezeichnung	Jahres- Grund- preis (F/kW)	Arbeitspreis (C/kWh)				
		Winter			Sommer	
		Spitzen- last	Stark- last	Schwach- last	Stark- last	Schwach- last
Tarif très longues uti- lisations (mehr als 5500 Benutzungsstunden)	606,57	32,91	26,02	18,38	13,90	10,94
Tarif d'appoint (Zusatzversorgung)	364,98	45,99	33,66	19,20	17,40	11,39
Tarif général (800-4000 Benutzungs- stunden)	232,52	67,12	38,47	19,48	18,79	11,51
Tarif pour courtes uti- lisations (unter 800 Benutzungsstunden)	87,35	102,29	55,64	21,69	21,46	11,61
Tarif de secours (Reserveversorgung)	105,11	102,29	55,64	21,69	21,46	11,61
Blindstrom C/kVarh { Lastschrift Gutschrift		5,43 1,61			2,12 0,85	

Abb. 8.7: Strompreise der EdF für Mittelspannungs-Sonderabnehmer bei ausgewählten Abnahmefällen¹⁾

Strombezugsmenge (Mio. kWh/Jahr) Bestellte Leistung (kW/Jahr) Benutzungsdauer (Std./Jahr) Schwachlaststromanteil (%)	0,125 100 1.250 5,5	0,250 12 2.500	0,500 250 2.000 9	0,7875 16,5 3.150	1,00 500 2.000 9	2,00 4.000 23	3,15 1000 3.150 16,5	5,00 5.000 30	16,00 4000 4.000 23	25,20 6.300 33
Grundpreis (F/Jahr) (HP, Sommer+Winter)	23.252	23.252	58.130	58.130	116.260	116.260	232.520	364.980	930.080	2.462.280
Arbeitspreis ²⁾ (C, Sommer+Winter)	33.819	62.986	139.662	188.260	260.533	440.902	753.041	893.550	3.527.216	3.370.046
Gesamt	1.065	4.648	6.973	20.134	13.945	71.277	80.535	144.000	570.216	1.219.126
Gesamtpreis (F/Jahr)	34.884	67.634	146.635	208.394	274.478	512.179	833.576	1.037.550	4.142.432	4.589.172
Durchschnittspreis (C/kWh)	58.136	90.886	204.765	266.524	390.738	628.439	1066.096	1.402.530	5.072.512	7.015.452
	46,5	36,4	40,9	33,8	39,0	31,4	33,8	28,1	31,7	27,8

1) Die Charakteristika der einzelnen Abnahmefälle entsprechen denen des VDEW-Strompreisvergleichs. (Vgl. Fn. 1 bei Abb. 7.11). Dabei wurde von einer jeweils hälftigen Verteilung der gesamten Stromabnahme auf Sommer und Winter ausgegangen; hierbei konnte jedoch die Spitzenlastzeit im Winter nicht berücksichtigt werden, so daß die Arbeitspreise tendenziell zu niedrig ausgewiesen sind.

2) HP = Starklastzeit, HC = Schwachlastzeit.

der Mittelspannungstarife hingegen wurde zunächst auf die unterschiedliche Abnehmerdichte in den einzelnen Gebieten und damit auf verschiedene hohe Verteilungskosten zurückgeführt; sie wurde mit zunehmender Industrialisierung auch entlegener Regionen jedoch obsolet¹.

8.4.2 Beurteilung

8.4.2.1 Die Preisstruktur

Mißt man den Grünen Tarif für Mittelspannungsabnehmer an den abgeleiteten Kriterien allokativ effizienter Preisbildung - Orientierung an den langfristigen Grenzkosten, Differenzierung entsprechend dem Lastverlauf, Vermeidung "technisch" bedingter Defizite sowie interner Subventionierung -, so gelangt man zu folgender Beurteilung:

Der Tarif ist durchgängig nach der Benutzungsdauer abgestuft. Die Benutzungsdauer eines Abnehmers wurde definiert als Quotient aus der jährlichen Gesamtabnahme an Elektrizität und der maximalen individuellen Leistungsanspruchnahme². Sie gibt also an, wie lange die individuelle Höchstlast von einem Verbraucher maximal beansprucht wird.

Bei Abnehmern mit hoher Benutzungsdauer ist dementsprechend die Wahrscheinlichkeit, daß ihre individuelle Höchstlast mit der Spitzenlast des Systems zusammenfällt, höher als bei Verbrauchern mit geringer Benutzungsdauer, so daß eine zunehmende Leistungsnachfrage der erstgenannten Abnehmer längerfristig die Notwendigkeit von Kapazitätserweiterungen nach sich zieht. Daraus ergibt sich, daß Verbraucher mit hoher Benutzungsdauer einen erheblichen Anteil der Kapazitätskosten zu tragen haben.

¹ Vgl. J. Quoilin 1976, S. 159, sowie U. Bohnen 1983, S. 122.

² Vgl. Fn. 2 auf S. 229 dieser Arbeit.

In der Tat nimmt im Grünen Tarif der pro kW bestellter Leistung zu entrichtende Grundpreis mit steigender Benutzungsdauer zu. In der Gruppe mit der höchsten Benutzungsdauer (über 5500 Std./Jahr) dürfte der Preis gleich den marginalen Kapazitätskosten des halb-individuellen Netzes sein, dessen Kapazität gemäß der Abgrenzung der EdF von der bestellten Leistung der einzelnen Abnehmer determiniert wird. Mit abnehmender Benutzungsdauer sinkt der Leistungspreis bis auf 87,35 F/kW im Jahr für Verbraucher mit einer unter 800 Stunden liegenden Benutzungsdauer, deren individuelle Höchstlast also nur geringfügig mit der Systemhöchst- bzw. Spitzenlast zusammenfällt.

Auch der gegenüber der letztgenannten Abnehmergruppe höhere Leistungspreis für Reservestrombezieher ist kostenorientiert. Denn Abnehmer mit eigenen Stromerzeugungsanlagen benötigen nur in Ausnahmefällen elektrische Leistung, so daß die Leistungsanspruchnahme durch starke Schwankungen gekennzeichnet ist. Damit wiederum steigt die Wahrscheinlichkeit, daß die bestellte Höchstleistung in der Spitzen- oder Höchstlastzeit beansprucht wird, so daß Reservestromabnehmer einen gegenüber Verbrauchern mit (regelmäßig) kurzer Benutzungsdauer höheren Teil der marginalen Kapazitätskosten zu tragen haben.

Die Leistungspreise für Mittelspannungsabnehmer sind also durchgehend nach der Benutzungsdauer differenziert und entsprechen damit den theoretisch abgeleiteten Kriterien effizienter Höchstlastpreisbildung. Zudem wird durch die Bemessungsgrundlage "bestellte Leistung" sichergestellt, daß Abnehmer, die eine hohe Leistungsanspruchnahme aufweisen, absolut mehr bezahlen müssen (und damit auch einen höheren Durchschnittspreis tragen) als Verbraucher, die nur eine geringe Leitungskapazität benötigen. Allerdings berücksichtigt der Tarif nicht die Möglichkeit, daß ein Abnehmer seine individuelle Höchstlast ganz außerhalb der Systemhöchst- bzw. -spitzenlast beansprucht. In diesem Fall wäre gar kein Leistungspreis zu bezahlen, da ein derartiger Abnehmer keine Kapazitätskosten verursacht¹.

1 Vgl. J. Finsinger/P. Kleindorfer 1981, S. 52.

Die Arbeitspreise unterscheiden sich je nach Benutzungsdauer und nach Tages- sowie Jahreszeit. Zu beachten ist, daß während der Schwachlastzeiten, vor allem im Sommer, nur geringfügige Differenzen zwischen den Arbeitspreisen bei hoher und bei niedriger Benutzungsdauer bestehen. Demnach erscheint es plausibel, daß in den Schwachlastarbeitspreisen keine Kapazitätskosten enthalten sind (so daß sie in Höhe der kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung liegen dürften). Diese entsprechen unter bestimmten Bedingungen¹ in der Schwachlastzeit den Durchschnittskosten eines Grundlastkraftwerks; da im Winter insgesamt ein höherer Strombedarf besteht, werden auch in der Schwachlastzeit Kraftwerke mit höheren Durchschnittskosten betrieben, so daß die in Relation zur "Sommerzeit" erhöhten Arbeitspreise durchaus die zugrunde liegenden Kosten widerspiegeln können².

In den Arbeitspreisen der Stark- und Spitzenlastzeit ist dagegen ein Teil der Kapazitätskosten des "gemeinsamen Netzes" enthalten, so daß sie allein schon deshalb über den Schwachlastpreisen zu liegen hätten. Dazu kommen die Produktionskosten, also die Grenzkosten eines Mittel- oder Spitzenlastkraftwerks. Ferner ist zu berücksichtigen, daß sich die Verstetigung des Stromverbrauchs bei hoher Benutzungsdauer kostenmindernd auswirkt. Mit abnehmender Benutzungsdauer (und abnehmendem Leistungspreis) steigt der Arbeitspreis pro kWh folgerichtig an und erreicht seinen höchsten Wert in der Spitzenlastzeit bei Abnehmern, die eine unter 800 Stunden liegende Benutzungsdauer aufweisen.

Allerdings ist die große Differenz, die zwischen dem Spitzenlastarbeitspreis bei sehr hoher Benutzungsdauer (32,91 C/kWh) und dem bei geringer Benutzungsdauer (102,29 C/kWh) liegt, nur schwer zu erklären. Wenn die Kapazität des "gemeinsamen Netzes", dessen fixe Kosten in den Arbeitspreisen enthalten sind, vor allem vom durchschnittlichen Verbrauch während der Systemspitze bestimmt wird, wäre zu erwarten, daß Abnehmer mit hoher Benutzungsdauer, die üblicherweise große Strommengen beziehen, auch einen höheren Anteil der Kapazitätskosten des gemeinsamen Netzes zu tragen hätten.

¹ Vgl. hierzu unsere Ausführungen im Unterabschnitt 6.2.1.

² Die variablen Kosten von Transport und Verteilung sind im Hoch- und Mittelspannungsnetz kaum von Bedeutung, da die Umspannkosten und auch die Netzverluste mit zunehmender Spannungsebene geringer werden.

Außerdem führt eine hohe Benutzungsdauer allein noch nicht zu verringerten Arbeitskosten; vielmehr ist entscheidend, zu welchen Zeiten die Nachfrage zunimmt und wie sich die Zufälligkeiten in der Leistungsanspruchnahme der einzelnen durch das gemeinsame Netz versorgten Abnehmer ausgleichen ("Durchmischung")¹. Im Tarif Vert wird offenbar davon ausgegangen, daß zum einen eine günstige "Durchmischung" vorliegt und daß zum anderen bei steigender Benutzungsdauer dennoch die individuelle Höchstlast mindestens teilweise außerhalb der Systemspitze liegt.

Somit entspricht zwar die Preisstruktur des Mittelspannungstarifs den Kriterien der allokativ effizienten Preisbildung, wobei es sich beim Tarif Vert um eine Kombination aus Höchstlast- und Spitzenlasttarifizierung handelt; ob dasselbe aber auch für den Preisaufbau gilt, ist zumindest anzuzweifeln.

8.4.2.2 Das Preisgefüge

Das Preisgefüge, also das Verhältnis der Preise für Mittelspannungsabnehmer zu denen für Niederspannungskunden, erscheint, im Gegensatz zum Preisgefüge der beiden untersuchten deutschen EVU, stärker an den zugrundeliegenden Kostenrelationen ausgerichtet.

Zum einen liegen die Arbeitspreise für Haushalts- und Gewerbeabnehmer - sieht man von einer Einbeziehung der Spitzenlastzeit im Winter ab - überwiegend über denen für Mittelspannungsabnehmer, was unter dem Aspekt höherer variabler Verteilungskosten im Niederspannungsbereich sicherlich gerechtfertigt ist. Die Vergleichbarkeit wird dabei durch den unterschiedlichen Aufbau der Tarife erschwert, der bei Mittelspannungsabnehmern fünf Zeitzonen, bei Niederspannungsabnehmern jedoch nur zwei Zeitzonen umfaßt. Doch ist festzustellen, daß der Schwachlastpreis für Haushalts- und Gewerbeabnehmer annähernd gleich dem Winter-Schwachlastpreis bei geringer Benutzungsdauer ist, während der Starklastpreis im

1 Vgl. J. Finsinger/P. Kleindorfer 1981, S. 53.

Niederspannungsbereich in etwa dem Winter-Starklastpreis des tarif général (Benutzungsdauer 800 bis 4000 Stunden) entspricht.

Zum anderen sind die Leistungspreise, die für Niederspannungsabnehmer implizit, für Mittelspannungskunden explizit nach der Benutzungsdauer variieren, im Niederspannungsbereich insgesamt wesentlich geringer als im Mittelspannungsbereich. Nur die Abnehmer mit einer Benutzungsdauer von unter 800 Stunden zahlen einen Anschlußpreis für die bestellte Leistung, der in der gleichen Größenordnung wie der Anschlußpreis der Haushaltsabnehmer und noch unter dem der gewerblichen Verbraucher liegt.

Damit wird deutlich, daß auch das Preisgefüge konsequent nach dem Kriterium der Benutzungsdauer aufgebaut ist: Im Vergleich zu den Industrieverbrauchern, die durch das Mittelspannungsnetz versorgt werden, weisen die Haushalts- und Gewerbeabnehmer eine stark schwankende Leistungsanspruchnahme bzw. Stromnachfrage sowie einen relativ geringen durchschnittlichen Stromverbrauch auf. Daher ist ihre Benutzungsdauer, der Quotient aus Gesamtverbrauch und individueller Höchstlast, vergleichsweise gering, und dementsprechend tragen sie im Leistungspreis auch nur einen geringeren Teil der Kapazitätskosten des halb-individuellen Netzes¹.

Dasselbe Ergebnis stellt sich ein, wenn man den tatsächlich wirksamen Preis pro kWh betrachtet. Im Unterschied zum deutschen Tarifsysteem sind sowohl im Mittelspannungs- als auch im Niederspannungsbereich beide Tarifbestandteile entscheidungswirksam. Denn der Verbraucher kann den von ihm zu zahlenden Gesamtbetrag einmal beeinflussen, indem er die bezogene Strommenge verändert; zum anderen kann er seinen Strombedarf zeitlich verschieben und damit seine individuelle Höchstlast vermindern.

Auf den Arbeitspreis ist also während der Zeitdauer der individuellen Höchstlast, die maximal gleich der Benutzungsdauer ist, noch ein Teil des Leistungspreises aufzuschlagen, um den wirksamen Preis pro kWh zu

1 Mit "fixen Kosten" oder "Kapazitätskosten" sind in diesem Zusammenhang immer marginale Kosten gemeint, also nicht in der Vergangenheit angefallene, sondern bei einem optimal angepaßten Anlagenpark und optimaler Investitionsstrategie entstehende Kosten für eine zusätzlich produzierte bzw. verteilte kWh.

erhalten¹.

Für einen Haushaltsabnehmer, der den Tarif mit Schwachlastzeit gewählt und 6 kW Leistung bestellt hat, ergibt sich beispielsweise ein Aufschlag pro kWh zwischen 24 C (bei 400 Stunden Benutzungsdauer) und unendlich (0 Stunden), so daß der wirksame Preis zwischen 62,58 C/kWh und unendlich liegt².

Ein Gewerbeabnehmer, der ebenfalls zum Tarif mit Schwachlastzeit versorgt wird und eine Leistung von maximal 18 kW bestellt hat, trägt pro kWh einen Aufschlag von 15 C (bei 800 Stunden Benutzungsdauer) und unendlich; der wirksame Preis für ihn liegt zwischen 53,58 C/kWh und unendlich.

Für die Mittelspannungsabnehmer hingegen belaufen sich die wirksamen Aufschläge - je nach Benutzungsdauer - auf Beträge zwischen 7 C (8760 Benutzungsstunden) und 29 C (bei 800 Stunden Benutzungsdauer im tarif général). Die wirksamen Arbeitspreise pro kWh liegen dann entsprechend höher, sinken aber weiterhin mit zunehmender Benutzungsdauer.

8.4.2.3 Zwischenergebnis

Zusammenfassend ist der Tarif Vert also, gemessen an den Anforderungen einer allokativ effizienten Preisbildung, positiv zu bewerten:

- Es erfolgt eine grundsätzliche Orientierung an langfristigen Grenzkosten. Dabei wird das Jahr in zwei und der Tag in zwei bzw. drei Zeitzonen eingeteilt, in denen den unterschiedlichen Stromerzeugungskosten im Preis Rechnung getragen wird.

1 Vgl. zu Begründung und Berechnung des wirksamen Preises unsere Ausführungen auf S. 259 f., sowie J. Finsinger/P. Kleindorfer 1981, S. 53 f.

2 Da der Leistungspreis in der Zeit der individuellen Höchstlast entscheidungsrelevant ist, wird der Schwachlastpreis nicht beaufschlagt. Dem liegt die Annahme zugrunde, daß die Eigenspitzen in der Zeit der Systemspitze liegen.

- Sowohl Leistungs- als auch Arbeitspreise sind nach dem Kriterium der Benutzungsdauer differenziert, wobei der Leistungspreis mit abnehmender Benutzungsdauer ebenfalls geringer wird, während die Arbeitspreise steigen. Dieser Preisverlauf entspricht der (allokativ effizienten) Höchstlastpreisbildung in Verbindung mit der ebenfalls als effizient angesehenen Spitzenlastpreisbildung.

- In bezug auf die Preisstruktur ist interne Subventionierung nicht feststellbar, da die entscheidungswirksamen Preise für Niederspannungsabnehmer im allgemeinen höher sind als die für Mittelspannungsabnehmer, was sicherlich den zugrunde liegenden Kosten entsprechen dürfte¹.

8.5 Zusammenfassung und Ergebnis

Die rechtlichen und wirtschaftlichen Grundlagen der Preisbildung in der französischen Elektrizitätswirtschaft unterscheiden sich deutlich von dem Tarifsystem in der deutschen Elektrizitätsversorgung. Das Versorgungsgebiet der EdF umfaßt das gesamte Staatsgebiet, und im ganzen Land gilt - mit Ausnahme von Strom der Hoch- und Höchstspannungsstufe - die gleiche Preisstruktur und auch dasselbe Tarifniveau für die einzelnen Abnehmergruppen.

In Deutschland dagegen differieren die Strompreise zwischen den Versorgungsgebieten der einzelnen EVU und zwischen Regionen hinsichtlich Preisstruktur und -niveau. Dabei gibt es für die Tarifabnehmer, also die Haushalts-, Landwirtschafts- und Gewerbekunden, genaue Vorschriften bezüglich der Tarifstruktur, so daß die EVU neben einem Kleinverbrauchstarif lediglich wahlweise einen Zonen- oder zwei Grundpreistarife sowie ergänzend zu letztgenannten jeweils einen Schwachlasttarif anbieten können.

¹ Allerdings konnte das Preisniveau hier nicht untersucht werden. Zumindest zeitweise war eine interne Subventionierung zugunsten der Industrieabnehmer, also der Mittel- und Hochspannungskunden, erfolgt. Nach der Ölkrise 1973 wurde nämlich versucht, die eingetretenen Kostensteigerungen durch eine Anhebung aller Tarife um einen einheitlichen Prozentsatz zu kompensieren. Doch waren die Niederspannungskunden von der Erhöhung der Primärenergiepreise und damit der Stromherstellungskosten weit weniger betroffen, so daß die gleichmäßige Tarifierhöhung zu Verzerrungen im Preisgefüge führte, die erst nach mehreren differenzierten Preiskorrekturen wieder abgebaut werden konnten. Vgl. N. Eickhof/M. Prohaska-R. 1983, S. 61, sowie U. Bohnen 1983, S. 122.

Das Preisniveau für Tarifikunden ist jedoch regional unterschiedlich, obgleich es in den letzten Jahren Angleichungstendenzen gab. Bei den sogenannten typischen Sonderabnehmern wiederum sind Preisstruktur, Preisniveau und Lieferkonditionen je nach EVU verschieden.

Damit wird jeder Vergleich zwischen den Strompreisen beider Länder problematisch. Denn während man in Frankreich zumindest im Nieder- und Mittelspannungsbereich durch Auswählen weniger typischer Abnahmefälle eine überschaubare Vergleichsgrundlage erhält, müssen für Deutschland aus jedem Versorgungsgebiet Abnahmefälle bestimmt werden, so daß ein Vergleich nur mit den Tarifen jeweils einzelner EVU möglich ist¹. Dieser Weg wird hier im Interesse aussagefähiger Ergebnisse gewählt; zwei EVU werden im einzelnen betrachtet. Daher können in bezug auf Preisgefüge, Preisstruktur sowie die allokativen Effizienz der Preisbildung die folgenden Feststellungen getroffen werden²:

(1) Die deutschen EVU lehnen Grenzkostenpreisbildung als unpraktikabel ab und orientieren sich bei der Strompreissetzung grundsätzlich an Vollkosten, während EdF die langfristigen Grenzkosten der Versorgung zur Grundlage der Tarifierung macht.

Grenzkostenpreise führen jedoch, wie gezeigt wurde, unter bestimmten Bedingungen zur Realisierung von Allokationseffizienz, denn nur wenn sich die Investitions- und Konsumentscheidungen der Nachfrager an Grenzkostenpreisen orientieren, sind sie auch gesamtwirtschaftlich rational. Selbst in einer "unvollkommenen Umgebung", in der die Voraussetzungen des Pareto-Modells nicht vorliegen, führt Grenzkostenpreisbildung im allgemeinen zu geringeren Wohlfahrtsverlusten als andere Strategien³.

1 Von anderen Fragen wie dem Grad der Repräsentativität usw. wird hier abgesehen. Vgl. auch W. Schulz/H. Schütz 1972, S. 4 ff.

2 Dabei ist zu beachten, daß ein Preisniveauvergleich - wie bereits mehrfach betont - von vornherein nicht durchgeführt werden sollte, so daß auch auf die Heranziehung von Durchschnittspreisen oder -erlösen verzichtet wurde. Ohnehin ermöglichen derartige Werte keine gehaltvollen Aussagen über Preisstrukturen oder -niveaus.

Vgl. ebenda, S. 148, sowie unsere Ausführungen im Abschnitt 6.3.

3 Vgl. auch Unterabschnitt 3.2.1.2 in dieser Arbeit.

Im Gegensatz zu Grenzkosten sind Vollkosten vergangenheitsorientiert (und spiegeln auch nicht die volkswirtschaftlichen Opportunitätskosten des Ressourcenverzehrs wider); lediglich in Ausnahmefällen sind die Ergebnisse der Vollkostenpreisbildung mit denen der Grenzkostenpreissetzung vergleichbar¹.

Aus zwei Gründen ist eine Orientierung der Strompreise an den langfristigen Grenzkosten der Versorgung der Preisbildung auf der Grundlage kurzfristiger Grenzkosten vorzuziehen: Zum einen ist die so erreichbare Preiskonstanz über längere Zeiträume gerade in der Elektrizitätswirtschaft höher zu bewerten als die jederzeit optimale Kapazitätsauslastung². Zum anderen umfaßt die Definition der langfristigen Grenzkosten auch die Einbeziehung des technischen Fortschritts³, so daß trotz der grundsätzlichen Unvereinbarkeit von statischer Allokationseffizienz und dynamischer Effizienz die Realisierung von Innovationen nicht aufgrund (statisch) effizienter Preissetzung ausgeschlossen wird.

Die deutsche Strompreisstruktur entspricht aber weder im Tarifikunden- noch im Sonderabnehmerbereich der Struktur der langfristigen Grenzkosten. Vielmehr sind für Tarifabnehmer die Arbeitspreise zu niedrig, während die Grundpreise tendenziell zu hoch ausfallen. Für Landwirtschaftsabnehmer wiederum ist der Bereitstellungspreis zu niedrig, vergleicht man ihn mit den Bereitstellungspreisen der übrigen Tarifabnehmer. Auch die im Haushaltsbereich mit zunehmendem Verbrauch und im Sonderkundenbereich mit zunehmender Benutzungsdauer sinkenden marginalen Arbeitspreise sind nicht an Grenzkosten orientiert, ja nicht einmal auf die zugrunde liegenden "Vollkosten" bezogen. Das deutsche Tarifsystem erfüllt somit das in der BTO/Elt enthaltene Kriterium der Kostenorientierung nur zum Teil.

1 Vgl. unsere Ausführungen im Unterabschnitt 3.2.6.

2 Vgl. S. 48 ff. in dieser Arbeit.

3 Z.B. sind die langfristigen Grenzkosten der Produktion definiert als die Durchschnittskosten eines neu zu errichtenden Kraftwerks. Im Rahmen der zu treffenden Investitionsentscheidung hat das EVU auch darüber zu befinden, ob und gegebenenfalls welche Innovationen vorgelagerter Industrien (Elektrotechnik, Maschinenbau) adoptiert werden sollen.

Dagegen wurde gezeigt, daß die französische Tarifstruktur durchaus auf die Grenzkosten der Versorgung zurückgeführt werden kann. Die Benutzungsdauer ist als Bezugsgröße für den Leistungspreis aller Abnehmer und für den Arbeitspreis der Mittelspannungskunden geeignet, so daß die daraus resultierenden Preise als grenzkosten-orientiert anzusehen sind. Dennoch sind auch hier Inkonsistenzen zu beobachten; beispielsweise erscheint die Differenz zwischen den Spitzenlastarbeitspreisen für Abnehmer mit sehr hoher Benutzungsdauer und für Kunden mit geringer Benutzungsdauer überhöht.

(2) Eine Orientierung der Strompreise an den zugrunde liegenden Grenzkosten der Versorgung bedingt insbesondere eine Differenzierung der Preise nach dem Lastverlauf. Denn mit zunehmendem Strombedarf werden zur Produktion sukzessive Kraftwerke mit höheren Durchschnittskosten entsprechend der "merit order" eingesetzt, so daß die (kurzfristigen) Grenzkosten in der Spitzenlastzeit am höchsten und in der Grundlastzeit am geringsten sind. Hinzu kommt, daß trotz der (kurzfristig) niedrigen Preiselastizität der Stromnachfrage eine lastabhängige Preisbildung zur Verringerung der Spitzenlastnachfrage, zu einer Verstetigung des Lastverlaufs und letztlich zu einer Reduzierung der maximal notwendigen Produktions-, Transport- und Verteilungskapazitäten führt¹.

Grundsätzlich stellen sowohl Spitzenlast- als auch Höchstlastpreise allokativ effiziente, grenzkostenorientierte lastabhängige Preise dar.

- Die Spitzenlastpreisbildung führt zu einteiligen Tarifen, bei denen im Preis für die in Stark- bzw. Spitzenlastzeiten verbrauchten kWh in der Regel der größte Teil der marginalen Kapazitätskosten zusätzlich zu den kurzfristigen Grenzkosten enthalten ist (im Grenzfall entspricht der Spitzenlastpreis den langfristigen Grenzkosten),

¹ Vgl. die Ausführungen im Unterabschnitt 3.2.5.

während sich der Schwachlastpreis an den kurzfristigen Grenzkosten orientiert und nur einen geringen (im Grenzfall:keinen) Teil der marginalen Kapazitätskosten enthält.

- Die Höchstlastpreisbildung dagegen hat zweiteilige Tarife zur Folge, da zusätzlich zur zeitlichen Differenzierung der Preise eine Variation entsprechend der Leistungsanspruchnahme vorgenommen wird. Der Leistungspreis für die individuelle Höchstlast des Abnehmers sollte dabei mit zunehmender Benutzungsdauer steigen; der Arbeitspreis für die verbrauchte Strommenge dagegen kann je nach dem Zeitpunkt der zusätzlichen Stromnachfrage mit zunehmender Benutzungsdauer ansteigen oder sinken.

Die betrachteten deutschen Tarife, die alle zweiteilig aufgebaut sind, erfüllen diese Anforderungen weder im Tarifabnehmer- noch im Sonderkundenbereich. Bei Tarifkunden erfolgt zwar eine Differenzierung der Arbeitspreise nach Schwachlast- und Starklastzeit. Doch entspricht die Preisstruktur in keiner Weise einer effizienten Preisbildung, da der zweite Tarifbestandteil, der sogenannte Bereitstellungspreis, nicht mit der Benutzungsdauer variiert und somit nicht entscheidungswirksam ist. Der Arbeitspreis wiederum hängt - außer in den definierten Schwachlastzeiten - von der verbrauchten Strommenge ab und fällt stufenweise bei zunehmendem Stromverbrauch.

Auch die Tarife für Sonderabnehmer der beiden untersuchten EVU sind nicht allokatiosoptimal. Zwar wird hier die Benutzungsdauer als preisbeeinflussendes Kriterium im einen Fall implizit, im anderen Fall explizit herangezogen. Doch einmal sinkt der Arbeitspreis mit zunehmender Benutzungsdauer, und auch der Leistungspreis nimmt ab. Im zweiten Fall steigt zwar der Leistungspreis mit wachsender Benutzungsdauer, allerdings nur beim Übergang vom flachen auf den steilen Tarif, wobei wiederum der Arbeitspreis sinkt.

Dagegen wird bei EdF die Benutzungsdauer im Rahmen der ebenfalls zweiteiligen Tarife konsequent als preisbestimmender Faktor herangezogen. Im Niederspannungsbereich sind die Leistungspreise implizit nach der Benutzungsdauer gestaffelt und die Arbeitspreise differieren allein nach Stark- und Schwachlastzeit, sind aber unabhängig von der verbrauchten Strommenge.

Im Mittelspannungsbereich werden sowohl die Leistungs- als auch die Arbeitspreise nach Benutzungsdauer und nach fünf Zeitzonen differenziert. Dabei steigt der Leistungspreis mit zunehmender Benutzungsdauer, also bei steigendem Anteil der individuellen Höchstlast an der Systemhöchstlast. Nicht im Sinne effizienter Höchstlastpreisbildung ist jedoch der mit wachsender Benutzungsdauer sinkende Arbeitspreis.

(3) Das Problem der Entstehung von Defiziten bei Vorliegen zunehmender Skalenerträge ist für die deutsche Elektrizitätswirtschaft nicht relevant. Denn eine Preisbildung nach "Vollkosten", bei der die tatsächlich in der Vergangenheit entstandenen Kosten auf die Abnehmer aufgeteilt werden, führt immer zur Kostendeckung. Grenzkostenpreisbildung hingegen hat bei zunehmenden Skalenerträgen, also bei sinkenden Durchschnittskosten, Defizite zur Folge. Allerdings liegen in der Elektrizitätswirtschaft allein bei Transport und Verteilung, nicht jedoch bei der Produktion zunehmende Skalenerträge vor¹. Und der zweiteilige Preisaufbau der EdF, wobei die Arbeitspreise die jeweiligen Grenzkosten der Versorgung zuzüglich einem Anteil an den fixen Kosten des "gemeinsamen Netzes" widerspiegeln, kommt den allokationseffizienten gespaltenen Tarifen recht nahe, die oben beschrieben wurden². D.h., daß sich nur geringe Allokationsverzerrungen gegenüber den theoretisch optimalen Preisen ergeben.

(4) Interne Subventionierung i. w. S. liegt vor, wenn einzelne Kundengruppen einen Preis zahlen, der über den Durchschnittskosten der Versorgung liegt, während andere Kundengruppen einen unter den Durchschnittskosten liegenden Preis zu bezahlen haben³. Eine Betrachtung der Preisgefüge der beiden untersuchten deutschen EVU zeigt, daß zum einen die Tarifabnehmer, speziell die Haushaltsabnehmer, im Vergleich zu den Sonderkunden zu geringe wirksame Preise zu tragen haben und daß zum anderen innerhalb der Gruppe der Tarifabnehmer die Landwirtschaftskunden durch die Preisgestaltung begünstigt werden. Ähnliche Inkonsistenzen

1 Vgl. unsere Ausführungen im Unterabschnitt 6.1.2.

2 Vgl. S. 59 f. in dieser Arbeit.

3 Vgl. unsere Ausführungen auf S. 99 f.

des Preisgefüges sind bei EdF grundsätzlich nicht zu beobachten. Allerdings könnte eine Wertung unter Berücksichtigung des Preisniveaus zu einem abweichenden Ergebnis führen¹.

Zusammenfassend ist also festzustellen, daß die Strompreise der EdF die Kriterien der Allokationseffizienz hinsichtlich der Preisstruktur, des Preisgefüges und des Preisaufbaus weitgehend erfüllen, während die Preise für Elektrizität der deutschen EVU nur ausnahmsweise den theoretischen Anforderungen genügen. Zudem ist das französische Tarifsystem "benutzerfreundlicher", d.h. übersichtlicher und einfacher zu handhaben.

Obgleich die staatlichen Interventionen in der französischen gegenüber der deutschen Elektrizitätswirtschaft ungleich stärker sind und auf direkte Weise, nämlich als unmittelbare Beeinflussung der Geschäftspolitik in vielerlei Hinsicht, erfolgen, wird eine effizientere Tarifpolitik verfolgt.

Daraus ist als Schlußfolgerung abzuleiten, daß die Geschäftsführung der EdF die Orientierung der Strompreisbildung an objektiven ökonomischen Kriterien dazu nutzen konnte, die Interventionsmöglichkeiten der Regierung in die Geschäftspolitik des Unternehmens zumindest hinsichtlich der Preispolitik zu begrenzen.

Allerdings ist das gewonnene Ergebnis - das eine Überlegenheit des französischen Tarifsystems gegenüber dem deutschen hinsichtlich des Kriteriums der Allokationseffizienz ausweist - nicht so zu interpretieren, als sei generell die Ordnung der französischen Elektrizitätswirtschaft der deutschen Organisation dieses Sektors vorzuziehen. Mit dieser Frage befaßt sich der nun folgende Vergleich beider Versorgungssysteme anhand von Kriterien der dynamischen Effizienz.

¹ Vgl. S. 298, Fn. 1

III. Teil: Ansätze zu einem dynamischen Effizienzvergleich

9. Kapitel: Vorbemerkungen

In diesem abschließenden Teil der Arbeit wenden wir uns den im 5. Kapitel abgeleiteten dynamischen Effizienzkriterien sowie der (statischen) X-Effizienz zu.

Angesichts der in Deutschland wie in Frankreich erheblichen - wenn auch jeweils andersartigen - staatlichen Eingriffe in die Elektrizitätswirtschaft werden dabei in bezug auf die Innovationseffizienz insbesondere die Auswirkungen staatlicher Regulierung und öffentlichen Eigentums eine Rolle spielen. Die wettbewerbsbeschränkenden, marktstruktur- verfestigenden staatlichen Interventionen bzw. Ausnahmeregelungen für private Wettbewerbsbeschränkungen sind aber auch für die Beurteilung der Koordinationseffizienz von Bedeutung, die im Gegensatz zur Innovationseffizienz gesamtwirtschaftlich definiert ist.

Da in beiden dynamischen Effizienzkonzepten Innovationen von zentralem Interesse sind, bisher jedoch lediglich allgemein von Prozeß- oder Produktinnovationen die Rede war, wird im vorliegenden Kapitel zunächst (im Abschnitt 9.1) speziell auf Innovationen in der Elektrizitätswirtschaft eingegangen. Daran anschließend werden die Kriterien der dynamischen Effizienz, die die Grundlage des in den Kapiteln 10 und 11 folgenden Vergleichs bilden, nochmals zusammengefaßt.

9.1 Innovationen in der Elektrizitätswirtschaft

Eine Innovation wurde oben definiert als Herstellung eines neuen Gutes oder qualitative Verbesserung eines bereits vorher produzierten Gutes (Produktinnovation) bzw. als Anwendung eines neuen oder verbesserten

Produktionsverfahrens (Prozeßinnovation)¹. Beide Arten von Innovationen werden auch in der Elektrizitätswirtschaft realisiert.

9.1.1 Produktinnovationen

Produktinnovationen sind in der Elektrizitätswirtschaft kaum im Sinne der Herstellung eines völlig neuen Gutes zu erwarten. Die Verwertung von Kuppelprodukten der Elektrizitätserzeugung kann aber dem Bereich der Produktinnovationen zugerechnet werden. Dabei handelt es sich insbesondere um Dampf oder heißes Wasser, die - im Rahmen der sogenannten Kraft-Wärme-Kopplung - als Fernwärme Verwendung finden und über spezielle Rohrleitungsnetze an die Verbraucher abgesetzt werden². Die Entscheidung der EVU bezüglich der Spannung und der Art der angebotenen Elektrizität (Dreh-, Wechsel- oder Gleichstrom) kann dagegen nicht als innovative Aktivität angesehen werden, zumal für das jeweilige Angebot überwiegend technische Gegebenheiten ausschlaggebend sind³.

Darüber hinaus fallen in der Elektrizitätswirtschaft lediglich "indirekte" Produktinnovationen an, d.h. die Erschließung verbesserter und neuer Verwendungsbereiche für Strom. Das geschieht im allgemeinen in enger Kooperation mit nachgelagerten Branchen wie der elektrotechnischen Industrie, dem Anlagenbau, den Elektrogeräteherstellern, der Bauwirtschaft und der Heizungsbranche⁴. Dabei sind erhebliche Unterschiede in den Innovationsaktivitäten hinsichtlich der Teilmärkte für Strom (Licht-, Kraft- und Wärmemarkt) festzustellen.

Elektrizität ist, wie bereits dargelegt, auf dem Lichtmarkt gar keiner und auf dem stationären Kraftmarkt nur begrenzter Substitutionskonkurrenz ausgesetzt⁵. In diesen Bereichen ist nur eine relativ geringe

1 Vgl. S. 114 in dieser Arbeit.

2 Vgl. H. Raffée/W. Fritz 1980, S. 566.

3 Vgl. ebenda, S. 565 f.

4 Vgl. ebenda.

5 Vgl. auch unsere Ausführungen auf S. 195.

Neuerungstätigkeit festzustellen. Erst seitdem der Faktor "sparsamer Stromverbrauch" als Qualitätsmerkmal von Elektrogeräten bei den Verbrauchern eine erhebliche Bedeutung gewonnen hat, gibt es beispielsweise verstärkte Bestrebungen, den Wirkungsgrad von Geräten oder Glühbirnen zu erhöhen, so daß sie bei gleicher Leistung einen stark verminderten Stromverbrauch aufweisen¹.

Anders verhält es sich dagegen auf dem Wärmemarkt, auf dem Strom in intensiver Konkurrenz zu anderen Primärenergieträgern - Kohle, Fernwärme, Öl und Gas - steht. Hier unternehmen die EVU bzw. die mit ihnen kooperierenden Unternehmen seit jeher erhebliche Produkt-Innovationsanstrengungen, die in neuerer Zeit von der Nachtspeicher-Raumheizung über den Mikrowellenherd bis zur elektrischen Wärmepumpe reichen². Dabei wird von seiten der EVU versucht, den Diffusionsprozeß derartiger Neuerungen sowohl im Haushaltsabnehmerbereich als auch bei den gewerblichen Kunden zu beschleunigen, indem sogenannte Energieberatungen mit dem Ziel angeboten werden, den Verbraucher von der Vorteilhaftigkeit der elektrischen Energie zu überzeugen³.

Zwei Zielrichtungen der Neuerungsanstrengungen sind in diesem Bereich festzustellen: Mit neuen Techniken und Möglichkeiten der Stromverwendung kann der Lastverlauf der EVU verstetigt werden (wozu insbesondere die breitgestreute Einführung der Nachtspeichergeräte beigetragen hat), und die Entdeckung innovativer Anwendungsbereiche für Strom ermöglicht es den EVU, Umsätze und Marktanteile auf dem Wärmemarkt konstant zu halten bzw. sogar zu erhöhen.

1 Im gewerblichen Bereich weisen nahezu alle weiterentwickelten Anlagen einen deutlich verringerten Strombedarf gegenüber früheren Modellen auf. Im Haushaltsbereich wurden spezielle "Energiespargeräte", wie z.B. Waschmaschinen, Spülmaschinen oder Kühltruhen, entwickelt.

2 Vgl. weitere Beispiele für Produktinnovationen, die alle aus dem Verwendungsbereich "Wärme" stammen, bei H. Raffée/W. Fritz 1980, S. 566 f.

3 Vgl. für Deutschland z.B. E. W. Mann 1986, sowie für Frankreich EdF 1981c, passim.

In den skizzierten Beispielen wird deutlich, daß auf dem wettbewerbsintensiven Wärmemarkt erheblich größere (Produkt-) Innovationsaktivitäten unternommen wurden als auf den weitgehend konkurrenzfreien Teilmärkten für Licht- und Kraftstrom.

9.1.2 Prozeßinnovationen

Prozeßinnovationen in der Elektrizitätswirtschaft betreffen die Teilbereiche Erzeugung, Fortleitung und Verteilung gleichermaßen. Dabei konzentrierten sich die FuE-Aktivitäten der EVU und der mit der Elektrizitätswirtschaft kooperierenden Branchen, wie z.B. Maschinenbauindustrie, elektrotechnische oder chemische Industrie, insbesondere auf die Probleme der Deckung des wachsenden Strombedarfs, der Verbesserung des Versorgungssystems sowie in neuerer Zeit der Verringerung der von der Elektrizitätserzeugung und -übertragung ausgehenden Umweltbelastungen¹.

Die Weiterentwicklung der konventionellen Stromproduktionsanlagen führte vor allem zu einem starken Anwachsen der Anlagengröße und zu Verbesserungen des Wirkungsgrades² bei thermischen Kraftwerken. Eine der bedeutendsten Neuentwicklungen stellt hingegen die Kernenergienutzung zur Stromerzeugung dar; in diesem Bereich wurden zahlreiche Inventionen hervorgebracht, die teilweise noch gar nicht zur Anwendung bzw. Marktreife gelangten (wie etwa der Kernfusionsreaktor); eine Reihe weiterer Probleme im Zusammenhang mit der Kerntechnologie ist noch ungelöst³. Zahlreiche Neuerungen auf dem Gebiet der Stromerzeugung befinden sich im Entwicklungsstadium; dazu zählen die Nutzung von Sonnen- und Windenergie oder von Abwärme zur Produktion von Elektrizität.

1 Vgl. G. Ray 1979, S. 74 f.

2 Der Wirkungsgrad, also das Verhältnis der eingesetzten Primärenergie zur erzeugten elektrischen Energie, liegt dennoch i.a. nur bei etwa 30 %. Vgl. ebenda.

3 Vgl. ebenda, S. 77.

Im Bereich der Stromfortleitung ist als bedeutende Innovation die Einführung von Hochspannungskabeln zu nennen, die auch in Ballungsgebieten die Übertragung großer Energiemengen ohne den Einsatz störender Freileitungen erlaubt¹. Zahlreiche Neuerungen sind auch auf dem Gebiet der Spannungsüberwachung, der Trafotechnik sowie der Isolierung von Leitungen und Schaltanlagen zu verzeichnen, die weitgehend vom Innovationsprozeß in der chemischen sowie Kunststoff-Industrie bestimmt werden.

Ein Beispiel für Innovationen im Verteilungsbereich stellt die Verwendung von Aluminiumdrähten und -kabeln anstelle von Kupferdrähten dar, wodurch erhebliche Kostensenkungen möglich werden.

Allgemein ist festzustellen, daß die von jeher hohe Kapitalintensität in der Elektrizitätswirtschaft durch die Richtung des Innovationsprozesses noch verstärkt wurde². In allen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft konnten, wie auch in anderen Branchen, durch die Verwendung elektronischer anstatt elektromechanischer Bauteile sowie durch elektronisch gesteuerte Prozeßüberwachungsanlagen Zuverlässigkeit und Wirkungsgrad aller Anlagen gesteigert und Produktivitätserhöhungen verzeichnet werden.

Ein nach wie vor auch auf internationaler Ebene ungelöstes Problem stellt allerdings das der Speicherung von Elektrizität dar. Zwar können kleine Energiemengen in Form von Batterien und Akkus gespeichert werden, doch in größerem Umfang ist eine Speicherung derzeit nur über Pumpspeicherwerke möglich. Dabei wird mittels durch Elektromotoren angetriebener hydraulischer Pumpen während der Schwachlastzeiten Wasser in ein höher gelegenes Speicherbecken gepumpt. In Spitzenzeiten wird dann die so gespeicherte Lageenergie in elektrische Energie umgewandelt³. Pumpspeicherwerke ermöglichen also eine bessere Auslastung der Kapazitäten in Schwachlastzeiten sowie eine Verminderung des thermischen

1 Vgl. hierzu ebenda, S. 121. Eine umfassende Auflistung bedeutender Innovationen in der Elektrizitätswirtschaft findet sich ebenda, S. 228 ff.

2 Zwischen 1971 und 1981 investierten die deutschen EVU im Jahresdurchschnitt 11,35 Mrd. DM, EdF investierte von 1970 bis 1980 im Durchschnitt 17,07 Mrd. F jährlich (jeweils preisbereinigte Zahlen). Vgl. VDEW 1985, S. 43, sowie EdF 1981a, S. 109.

3 Vgl. G. Ray 1979, S. 168 ff.

Kapazitätsbedarfs in Spitzenlastzeiten. Allerdings ist ihre Anlage von geographischen Gegebenheiten abhängig; in flachen, ebenen Gebieten können sie nicht errichtet werden, so daß ihre Einsatzmöglichkeiten zur Speicherung von Energie nur begrenzt sind. Weitere Verfahren zur Speicherung von elektrischer Energie sind noch weitgehend in der Entwicklungs- und Erprobungsphase, so etwa die Umwandlung in chemische, mechanische, magnetische oder Wärme-Energie¹.

Obgleich die "Nicht-Speicherbarkeit" von Strom ein großes Problem für die Elektrizitätswirtschaft darstellt, da sie eben deshalb jederzeit die Produktion an die Nachfrage anzupassen hat, zeichnet sich noch keine überzeugende Lösung dieser Problematik ab. Allerdings ist zu beachten, daß - soweit Innovationen in dieser Richtung zum Erfolg führen - ein wichtiges Argument für die Notwendigkeit wettbewerblicher Ausnahmeregelungen zugunsten der Elektrizitätswirtschaft entfällt. Der Forschungsaufwand für die Speicherung von Elektrizität erscheint jedenfalls angesichts der Bedeutung der Speicherbarkeit gering².

9.2 Dynamische Effizienzkriterien

Im 5. Kapitel wurden zwei dynamische Effizienzkonzepte dargestellt: der einzelwirtschaftliche Ansatz der Innovationseffizienz sowie der gesamtwirtschaftliche Ansatz der Koordinationseffizienz. Während zur Bestimmung der Koordinationseffizienz das Koordinationsmängelkonzept diente, ergaben sich für die Messung der Innovationseffizienz zwei Möglichkeiten: Zum einen die Verwendung ergebnisorientierter Indikatoren der Innovations- bzw. Neuerungstätigkeit und zum anderen unternehmensinterne sowie unternehmensexterne Determinanten der Innovationsaktivität³.

1 Vgl. ebenda, S. 171.

2 1982 wurden von den deutschen EVU lediglich 98 Mio.DM in die Speicherung von Elektrizität investiert; dagegen betrugen die Gesamtinvestitionen in Maschinen und Anlagen annähernd 14 Mrd. DM. Vgl. Stat. Bundesamt 1984, S. 213.

3 Vgl. unsere Ausführungen auf S.115 ff.

Somit können die folgenden dynamischen Effizienzkriterien unterschieden werden:

(1) Die meisten quantitativen Indikatoren der Innovations- bzw. Neuerungstätigkeit sind in ihrer Aussagefähigkeit stark eingeschränkt. Lediglich der sogenannte Outputindikator "durchschnittliche Veränderung der Arbeitsproduktivität" kann als relativ zuverlässig angesehen werden. Die Arbeitsproduktivität ist definiert als Verhältnis zwischen Produktionsergebnis (Wertschöpfung) und eingesetzten Arbeitsstunden; hilfsweise kann jedoch auch die Relation zwischen Outputmenge bzw. -wert und Zahl der Beschäftigten als Maß für die Arbeitsproduktivität herangezogen werden¹.

Entsprechend diesem Kriterium ist die Innovationseffizienz um so höher, je größer die in einem bestimmten Zeitraum verzeichnete durchschnittliche Zunahme der Arbeitsproduktivität ist.

(2) Zwischen der absoluten Unternehmensgröße und der innovatorischen Kompetenz und Flexibilität eines Unternehmens besteht im allgemeinen keine signifikante Beziehung. Allerdings spielen große und kleine Unternehmen im Innovationsprozeß unterschiedliche Rollen; daher ist in Branchen, die überwiegend oder ausschließlich aus Großunternehmen (gemessen an der Zahl der Beschäftigten oder am Umsatz) bestehen, mit einer Verminderung der Innovationseffizienz gegenüber Sektoren mit differenzierter Unternehmensgrößenstruktur zu rechnen.

In Großunternehmen werden eher Innovationen durchgeführt, die durch relativ geringes Risiko und relativ geringe Originalität gekennzeichnet sind, jedoch einen vergleichsweise hohen Kapitalaufwand erfordern, während kleinere Unternehmen eher relativ risikobehaftete, aber "billige" Innovationen realisieren.

Je stärker differenziert also die Unternehmensgrößenstruktur in einer Branche ist, um so höher ist ceteris paribus die Innovationseffizienz.

¹ Vgl. zur erstgenannten Definition und den methodischen Problemen H. Grossekkettler 1978, S. 230 ff; die zweite Definition wird beispielsweise von H. C. Recktenwald 1975, S. 31, genannt.

(3) Als zweite unternehmensinterne Determinante der Innovationseffizienz wurde die Trennung von Eigentum und Kontrolle genannt. Haben die Manager eines großen Unternehmens eigene, von den Interessen der Eigentümer bzw. Anteilseigner sowie der übrigen Unternehmensmitglieder abweichende Ziele, die sie unter Erfüllung bestimmter Nebenbedingungen (Mindest-Kapitalverzinsung, Slack-Erträge) insbesondere über Expansionsstrategien des Unternehmens auch verfolgen können, so wird davon die dynamische Effizienz nicht unwesentlich beeinflusst.

Gelingt es dem Unternehmen, den externen Wettbewerbsdruck zu vermindern und ein hohes Slackpotential anzusammeln, so wird die Durchführung von Produktinnovationen bevorzugt, wobei es sich insbesondere um Verbesserungen oder Weiterentwicklungen bereits vorher produzierter Güter handelt. Nur wenn das Unternehmen einem starken Wettbewerbsdruck ausgesetzt ist, werden kostensenkende, produktivitätssteigernde Prozessinnovationen durchgeführt, die den unternehmensinternen slack vermindern. Ebenso wie die Innovationseffizienz hängt das Kostenniveau im Unternehmen und damit die Höhe des Slackpotentials bzw. das Ausmaß der X-Ineffizienz vom auf das Unternehmen einwirkenden Wettbewerbsdruck ab.

Nicht die Existenz managergeleiteter Großunternehmen per se, sondern letztendlich die Stärke des Wettbewerbsdrucks in dem entsprechenden Markt determinieren also eine eventuelle Verzerrung der Innovationsrichtung bzw. die Innovationseffizienz. Letztere ist ceteris paribus umso geringer, je niedriger die Wettbewerbsintensität ist.

(4) Hinsichtlich der Organisationsstruktur von Unternehmen ist zwischen funktionalen und divisionalen Organisationen zu unterscheiden. Der erstgenannte Organisationstyp, der ein hohes Maß an Formalisierung, Zentralisierung und Hierarchisierung aller betrieblichen Abläufe aufweist, eignet sich vor allem für die Erfüllung von Routineaufgaben in einer statischen Umwelt sowie zur Durchsetzung von Innovationen, während die zweitgenannte Organisationsform, die sich durch eine kommunikative, dezentrale Struktur sowie geringe Formalisierung und Hierarchisierung kennzeichnen läßt, einer dynamischen Umwelt wesentlich besser angepaßt und zur Initiierung von Innovationen besonders geeignet ist.

Die Innovationseffizienz ist also *ceteris paribus* umso höher, je ausgewogener die Mischung und Kombination beider Organisationsformen in einzelnen Unternehmen ist und je mehr derartiger innovativer Unternehmen auf einem Markt agieren. Bezieht man allerdings bürokratische Organisationen in die Betrachtung ein, die noch stärker hierarchisiert, zentralisiert und formalisiert als der funktionale Organisationstyp sind, so wird die Innovationseffizienz mit zunehmendem Anteil bürokratisch organisierter Unternehmen eher abnehmen.

(5) Marktform bzw. Konzentrationsgrad wurden als mögliche unternehmensexterne Determinanten der Innovationseffizienz ausgeschlossen, da weder theoretisch noch empirisch eine innovationsoptimale Marktform oder ein innovationsoptimaler Konzentrationsgrad abgeleitet werden können.

(6) Marktschranken hingegen haben ganz erhebliche Auswirkungen auf die Innovationseffizienz. Allerdings sind sowohl die völlige Abwesenheit als auch die Existenz sehr hoher Markteintritts- und Marktaustrittshemmnisse negativ zu bewerten, da in beiden Fällen die innovative Kompetenz und Flexibilität der Unternehmen eingeschränkt oder völlig unterbunden werden können.

Mit der Realisierung von Innovationseffizienz ist somit *ceteris paribus* lediglich bei einer mittleren Höhe der Marktschranken zu rechnen.

(7) Von staatlicher Regulierung wird die Innovationseffizienz im allgemeinen negativ beeinflusst. Jeder einzelne der untersuchten Regulierungseingriffe - Preisregulierung, Marktzutrittsregulierung, Qualitätsregulierung, Kontrahierungszwang - verlangsamt die Diffusionsgeschwindigkeit von Innovationen. Darüber hinaus können die Preisregulierung in Form der Rentabilitätsbeschränkung sowie der Kontrahierungszwang zu einer Verzerrung der Richtung des Innovationsprozesses führen, während Marktzugangsbeschränkungen die Durchführung von Demonstrationsinnovationen anstelle echter kostensenkender bzw. produktivitätssteigernder Neuerungen begünstigen. Auch in Wirtschaftsbereichen, die dem regulierten Sektor vor- oder nachgelagert sind, kann die Innovationseffizienz durch

Regulierungsmaßnahmen nicht unerheblich beeinträchtigt werden.

Da bereits einzelne regulierende Eingriffe die innovatorische Kompetenz und Flexibilität der Unternehmen in den betroffenen Bereichen wesentlich vermindern können, ist die Innovationseffizienz *ceteris paribus* um so geringer, je mehr Regulierungsmaßnahmen nebeneinander bzw. kumulativ Anwendung finden.

(8) Bei mehrheitlich öffentlichem Eigentum an Unternehmen sind positive Auswirkungen auf die Innovationseffizienz zu erwarten, wenn die Durchführung von Innovationen satzungsgemäß Unternehmensziel ist. Ansonsten treffen bei vielen öffentlichen Unternehmen mehrere innovationshemmende Faktoren zusammen: Langwierige Entscheidungsprozesse, bürokratische Organisationsstrukturen sowie politisch bedingte, direkte Eingriffe des Trägers in die Geschäftspolitik können dann in Kombination mit einer nicht oder nur wenig wettbewerblichen Umwelt bzw. zusätzlicher staatlicher Regulierung nicht unerhebliche Verminderungen der Innovationseffizienz bewirken. Auch in vor- und nachgelagerten Märkten kann dadurch die innovatorische Kompetenz und Flexibilität herabgesetzt werden.

(9) Die Koordinationsstruktur einer Wirtschaft ist in statischer Betrachtung dann effizient, wenn die marginalen Organisationskosten der Koordination innerhalb von Hierarchien (speziell von Unternehmen) gleich den marginalen Transaktionskosten der Koordination auf einem Markt sind, d.h., wenn die Koordinationskosten insgesamt den geringstmöglichen Wert annehmen.

Dynamische Koordinationseffizienz ist hingegen gegeben, wenn die vorhandene Koordinationsstruktur sich flexibel an neue Transaktionsanforderungen anpaßt und neue, kostensenkende Koordinationsformen entwickelt werden können. (Dynamische) Koordinationseffizienz ist dann nicht realisiert, wenn mittels des Koordinationsmängelkonzepts Funktionsstörungen der Koordinationsstruktur diagnostiziert werden. Damit ist insbesondere zu rechnen, wenn eine zu einem bestimmten Zeitpunkt bestehende Koordinationsstruktur durch staatliche Vorschriften oder durch private Wettbewerbsbeschränkungen festgeschrieben wird.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, daß die Innovationseffizienz von den unternehmensinternen Faktoren

- Differenzierung der Unternehmensgrößenstruktur,
- Trennung von Eigentum und Kontrolle sowie daraus resultierende Unternehmensziele in Zusammenhang mit bzw. in Abhängigkeit von der Wettbewerbsintensität,
- Organisationsform,

sowie von den unternehmensexternen Determinanten

- Markteintritts- und Marktaustrittshindernisse,
- staatliche Regulierung von Preisen, Marktzutritt und Qualität sowie Kontrahierungszwang,
- öffentliches Eigentum

abhängig ist. Dagegen hängt die Koordinationseffizienz von der kostenminimalen Aufteilung der Transaktionen auf Märkte und Hierarchien sowie von der Flexibilität und Offenheit der Koordinationsstrukturen ab.

Im folgenden Kapitel wird zunächst die deutsche Elektrizitätswirtschaft anhand dieser dynamischen Effizienzkriterien untersucht.

10. Kapitel: Dynamische Effizienz der deutschen Elektrizitätswirtschaft

10.1 Die Unternehmensstruktur

Nach § 2 Abs. 2 EnWiG gehören zur öffentlichen Elektrizitätsversorgungswirtschaft alle Unternehmen und Betriebe, die andere mit Elektrizität beliefern, wobei mit dem Begriff "öffentlich" keinesfalls gemeint ist, daß es sich ausschließlich um öffentliche Unternehmen handelt.

Derzeit zählen knapp 1000 Unternehmen zur öffentlichen Elektrizitätsversorgungswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland; dazu kommen noch die industrielle Kraftwirtschaft, also Industriebetriebe, die Strom für den Eigenbedarf produzieren und teilweise Überschußstrom in das öffentliche Netz einspeisen, sowie die Stromversorgung der Deutschen Bundesbahn, die hier jedoch nicht weiter behandelt werden¹. Von den EVU der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft sind rund 32 % Kleinunternehmen, die zusammen weniger als 4 % Anteil an der nutzbaren Stromabgabe aller EVU haben und in den Statistiken der Elektrizitätswirtschaft nicht erfaßt werden². Die übrigen 678 EVU, die mehr als 96 % der gesamten öffentlichen Versorgung repräsentieren; sind in der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) zusammengeschlossen; allein auf dieser Basis beruht das im folgenden verwendete empirische Material.

Die EVU können nach den von ihnen wahrgenommenen Funktionen in drei Gruppen aufgeteilt werden³:

1 Vgl. VDEW 1985 und weitere Jahrgänge, sowie Bundesministerium für Wirtschaft 1984 und frühere Jahrgänge.

2 Vgl. W. Mönig et al. 1977, S. 377 f.

3 Vgl. hierzu H.-W. Schiffer 1982, S. 228 f.

(1) Die neun Verbundunternehmen sind sowohl in der Produktion als auch in der Transmission von Strom tätig und betreiben das Hoch- und Höchstspannungsnetz (Verbundnetz), über das auch der Stromaustausch mit dem Ausland abgewickelt wird. Sie beliefern überwiegend weiterverteilende EVU und sehr große Sonderabnehmer mit Elektrizität, doch werden z.B. von VEW und RWE auch Tarifikunden direkt versorgt. Dabei sind die jeweiligen Versorgungsgebiete unterschiedlich groß und nur z.T. mit einzelnen Bundesländern identisch¹.

Neben dem Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerk (RWE), dem größten deutschen EVU, gehören zu den Verbundunternehmen die Vereinigten Elektrizitätswerke Westfalen (VEW), die Preußische Elektrizitäts AG, das Bayernwerk, die Hamburgischen Electricitätswerke (HEW), das Badenwerk, die Energieversorgung Schwaben (ÉVS), die Nordwestdeutschen Kraftwerke (NWK) und die Berliner Kraft- und Licht- AG (BEWAG)².

Die Verbundunternehmen verfügen innerhalb der deutschen Elektrizitätswirtschaft über eine starke Stellung, da sie das Monopol für den überregionalen Stromtransport innehaben und zudem weit über 50 % der gesamten Stromerzeugung auf sich vereinigen.

(2) Die zweite Gruppe bilden die 40 regionalen EVU, die den von den Verbundgesellschaften bezogenen, aber auch in eigenen Kraftwerken produzierten Strom an lokale Versorgungsunternehmen und an Endverbraucher weiterverteilen. Sie sind - mit Ausnahme von Hamburg und Bremen - schwerpunktmäßig in solchen Gebieten tätig, in denen die Verbundunternehmen Letztverbraucher nicht direkt beliefern, also insbesondere in den Bereichen der NWK, der Preußenelektra und des Bayernwerks. Allerdings ist zu berücksichtigen, daß zwischen Verbund- und Regionalunternehmen teilweise enge Kapitalverflechtungen bestehen und sehr langfristige Lieferverträge die Regionalunternehmen an eine bestimmte Verbundgesellschaft binden.

1 Vgl. zur Entstehungsgeschichte des Verbundsystems H. Gröner 1975, S. 224 ff.

2 Vgl. W. Mönig et al. 1977, S. 402.

(3) Auf der untersten Stufe des Versorgungssystems stehen die lokalen Versorgungsunternehmen, deren Versorgungsgebiet häufig auf einzelne Kommunen beschränkt ist. Sie betreiben nur in Ausnahmefällen eigene Kraftwerke und nehmen im allgemeinen reine Verteilfunktionen bei der Belieferung von Endverbrauchern mit Strom wahr.

Die Versorgung mit Elektrizität erfolgt also im Grundsatz durch ein dreistufiges System von EVU; allerdings gibt es auch die sog. "vollintegrierte" Versorgung durch ein einziges Unternehmen, das die Funktionen Erzeugung, Transport und Verteilung von Strom allein erfüllt.

Von den 678 statistisch erfaßten EVU verfügt etwas mehr als die Hälfte (347) über eigene Erzeugungsanlagen; davon sind wiederum 51 reine Erzeugerunternehmen, während die übrigen 627 EVU auch oder ausschließlich Elektrizität an Verbraucher liefern¹.

Die Größenstruktur dieser EVU ist stark differenziert. Zieht man die nutzbare Stromabgabe, also die Abgabe an Letztverbraucher und Verteilerunternehmen ohne den Eigenverbrauch und die Netzverluste, als Bezugskriterium für die Unternehmensgröße heran², so ist ein hoher Konzentrationsgrad in der deutschen Elektrizitätswirtschaft zu erkennen: Nur knapp 11 % aller EVU vereinigen über 86 % der gesamten nutzbaren Abgabe auf sich, bei der Stromerzeugung sind es sogar 98,8 %. Allein die 15 größten EVU haben einen Anteil von 57 % an der nutzbaren Abgabe, von 68,7 % an der Brutto-Erzeugung und von 49 % an der Abgabe an Letztverbraucher. Von den 347 Unternehmen mit eigenen Kraftwerken leisten andererseits über 200 zusammen nur einen Beitrag von 1 % zur gesamten deutschen Stromproduktion³.

1 Vgl. VDEW 1985, S. 42.

2 Dabei ist aber zu berücksichtigen, daß die EVU ganz unterschiedliche Anteile an der Gesamterzeugung, am Gesamtumsatz, an der nutzbaren Abgabe oder an der Abgabe an einzelne Abnehmergruppen haben. Daher müßte man zur Beurteilung der Unternehmensgröße entweder alle genannten Faktoren in einen Indikator einfließen lassen, was jedoch auf methodische Probleme stößt, oder man hat sich der Vernachlässigung der anderen Kenngrößen bei der Verwendung eines einzigen Indikators bewußt zu sein. Vgl. W. Mönig et al. 1977, S. 380 ff.

3 Vgl. H.-W. Schiffer 1982, S. 232 f.

Die - gemessen an der nutzbaren Abgabe - großen EVU sind überwiegend als Kapitalgesellschaften organisiert. Von den 678 in der VDEW zusammengeschlossenen Unternehmen sind 119 Aktiengesellschaften, auf die 77,3 % der nutzbaren Abgabe entfallen, sowie 166 GmbHs, die weitere 15,5 % der nutzbaren Abgabe repräsentieren. Auf die übrigen Rechtsformen (53 Personengesellschaften, 30 Einzelunternehmen, 285 kommunale Eigenbetriebe und 25 sonstige Unternehmen) entfallen nur 7,2 % der gesamten nutzbaren Abgabe¹.

Betrachtet man die Eigentümerstruktur der EVU, so ist festzustellen, daß es 449 öffentliche, 112 gemischtwirtschaftliche und 117 private Unternehmen gibt². Demnach dominieren zahlenmäßig zwar die öffentlichen Unternehmen; gemessen an der nutzbaren Abgabe repräsentieren sie jedoch nur 25,6 %, während die gemischtwirtschaftlichen Unternehmen einen Anteil von über 71 % an der nutzbaren Abgabe haben³. Bis auf fünf Ausnahmen sind alle gemischtwirtschaftlichen Unternehmen in der Rechtsform der Kapitalgesellschaft organisiert.

Die öffentlichen Unternehmen stellen überwiegend kommunale Eigenbetriebe dar, ihr Tätigkeitsbereich ist daher im allgemeinen auf (meist größere) Kommunen begrenzt. Bemerkenswert erscheint, daß die privaten EVU eher in dünn besiedelten Gebieten mit relativ geringer Verbrauchsdichte tätig sind; darum zählen 8,7 % der Fläche der Bundesrepublik, aber nur 5 % der Einwohner zu ihren Versorgungsgebieten. Dagegen versorgen die gemischtwirtschaftlichen Unternehmen 70,4 % der Fläche und 53,3 % der Einwohner, öffentliche EVU 20,9 % der Fläche und 41,7 % der Einwohner der Bundesrepublik Deutschland⁴.

1 Vgl. VDEW 1985, S. 42.

2 Die Abgrenzung wurde bereits auf S. 162, Fn. 1, erläutert.

3 Vgl. VDEW 1985, S. 42.

4 Vgl. H.-W. Schiffer 1982, S. 231 f.

Die Bedeutung der gemischtwirtschaftlichen Unternehmen ist in der Vergangenheit ständig gestiegen. Dabei spielte insbesondere die Tatsache eine Rolle, daß zwei vorher öffentliche Unternehmen (VEW, Badenwerk) durch die Beteiligung privater Kapitalgeber nunmehr zur Kategorie der gemischtwirtschaftlichen EVU gehören¹. Vergleicht man beispielsweise die durchschnittliche Unternehmensgröße öffentlicher und gemischtwirtschaftlicher Unternehmen, so ist festzustellen, daß letztere auch ein überproportionales Unternehmenswachstum aufweisen².

- Zum einen handelt es sich dabei um externes Wachstum, wobei Verbund- oder große Regionalunternehmen bisher selbständige Verteilerunternehmen in dem von ihnen belieferten Gebiet übernehmen oder zumindest eine Mehrheitsbeteiligung erwerben. Im ersten Fall wird eine einstufige, vertikal integrierte Versorgung aufgebaut. Im zweiten Fall bleibt zwar das kleinere Verteilunternehmen rechtlich selbständig; dennoch wird es wirtschaftlich stark von dem Verbundunternehmen abhängig, da letzteres durch die Kapitalbeteiligung Einfluß auf die Geschäftspolitik ausüben kann und als Stromlieferant die Bezugsbedingungen bestimmt. Derartige Kapitalverflechtungen finden sich - aus historischen Gründen - insbesondere in den Bundesländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Bayern. Beteiligungen der Verbundunternehmen an EVU, die nicht zum jeweiligen Absatzgebiet gehören, sind dagegen selten zu finden.

- Zum anderen realisieren die großen EVU internes Unternehmenswachstum unter anderem durch die Gründung rechtlich selbständiger Gesellschaften zum Betrieb neuer Produktionsanlagen. Dabei kann es sich um 100%ige Tochterunternehmen, aber auch um Gemeinschaftskraftwerke handeln, die zusammen mit anderen großen EVU errichtet und betrieben werden, um das Risiko neuer Technologien für einzelne Unternehmen zu verringern und/oder um die Größendegression bei den Erzeugungskosten auszunutzen zu können, wenn der Verbrauchszuwachs im eigenen Versorgungsgebiet zu gering für ein eigenes Kraftwerk mit optimaler Größenauslegung ist.

¹ Vgl. W. Mönig et al. 1977, S. 409.

² Vgl. ebenda, S. 407 ff., 420 f. Gemessen an der Stromerzeugung waren 1964 die gemischtwirtschaftlichen Unternehmen im Durchschnitt 6,6 mal so groß wie die öffentlichen EVU, 1983 hingegen etwa 13 mal.

Jedes an einem Gemeinschaftskraftwerk beteiligte EVU erhält entsprechend seiner Kapitalbeteiligung einen Anteil an der Elektrizitätsproduktion. Trotz der betrieblichen Konzentration der Stromerzeugung und der Ausnutzung von Kostensenkungspotentialen bleibt also die Unternehmenskonzentration unverändert und damit auch die - zumindest theoretische - Möglichkeit für Verteiler-EVU, unter mehreren Stromlieferanten zu wählen¹.

Unabhängig von der Einordnung der einzelnen EVU als öffentliche oder gemischtwirtschaftliche Unternehmen wird deutlich, daß öffentliche Verbände und Körperschaften einen überragenden Anteil am Unternehmenskapital der Elektrizitätswirtschaft haben und damit über mittelbare oder unmittelbare Stimmenmehrheit in den Aufsichtsorganen der Kapitalgesellschaften auch entscheidenden Einfluß auf die Geschäftspolitik ausüben². Die bedeutendste Rolle spielt dabei der kommunale Bereich, insbesondere die Gemeinden³, doch sind auch die Bundesländer an EVU beteiligt, wenngleich in regional sehr unterschiedlichem Maße.

Der dominierende Einfluß der Kommunen in der Elektrizitätswirtschaft beruht auf historischen Entwicklungen und wird durch das kommunale Wegerecht noch verstärkt⁴. Die Notwendigkeit öffentlicher, insbesondere kommunaler Unternehmen in der Elektrizitätswirtschaft wird mit branchenspezifischen Besonderheiten begründet⁵, wobei es sich nur teilweise um dieselben Charakteristika handelt, die zur Begründung des Wettbewerbsausschlusses in der Elektrizitätswirtschaft herangezogen werden⁶. Die von den Interessenvertretern für öffentliche Unternehmen vorgebrachten Argumente lassen sich bei eingehender Überprüfung allerdings stark relativieren⁷.

1 Vgl. ebenda, S. 447.

2 Bereits 1960 hatten die EVU, in denen die öffentliche Hand über die Stimmenmehrheit verfügte, einen Anteil von 85 % an der Stromerzeugung und von 67,6 % an der gesamten Stromabgabe. Vgl. H. Gröner 1975, S. 72 f.

3 Neben den Gemeinden zählen zum kommunalen Bereich auch Landkreise, Bezirke und Bezirksverbände; eingeschlossen sind ebenfalls die Stadtstaaten Hamburg und Bremen.

4 Darauf wird im folgenden Abschnitt eingegangen.

5 Kommunale Elektrizitätsversorgung als Daseinsvorsorge, als Verfolgung eines öffentlichen Zwecks und als Bestandteil des Selbstverwaltungsrechts der Gemeinden. Vgl. H. Gröner 1975, S. 112 ff.

6 Vgl. unsere Ausführungen im Abschnitt 6.1.

7 Vgl. die ausführliche Diskussion der historischen Entwicklung sowie der ordnungspolitischen Problematik bei H. Gröner 1975, S. 74 ff. Vgl. auch H.-U. Evers 1983, S. 83 ff.

Ebenso wie in der französischen Elektrizitätswirtschaft hat also "der Staat" auch in der deutschen Elektrizitätswirtschaft erhebliche Einflußmöglichkeiten auf die Unternehmen. Im Gegensatz zu Frankreich handelt es sich in Deutschland aber um zahlreiche verschiedene öffentliche Verbände und Gebietskörperschaften, die über Kapitaleigentum an EVU verfügen. Daher werden von ihnen auch teilweise divergierende Ziele und Interessen im Elektrizitätssektor verfolgt¹.

Der tatsächliche öffentliche Einfluß auf die Geschäftspolitik und auf marktstrukturelle Maßnahmen der EVU hängt maßgeblich von der Rechtsform und auch von der Größe der einzelnen Unternehmen ab². Bei öffentlich-rechtlichen EVU, d.h. insbesondere kommunalen Eigenbetrieben, können die "Muttergemeinwesen" im allgemeinen sehr direkt Einfluß auf die Geschäftspolitik nehmen, da beispielsweise die Aufsichtsorgane durch Gemeinderäte besetzt werden. Mit zunehmender Größe der EVU ist jedoch eine "Verselbständigung" der Unternehmen zu beobachten, wobei vor allem die Stadtwerke großer Kommunen der öffentlichen Einflußnahme eigenes Gewicht entgegensetzen können.

Bei Kapitalgesellschaften ist zwischen den GmbHs und den AGs zu unterscheiden. Während es im ersten Fall problemlos möglich ist, in der GmbH-Satzung auch weitgehende Eingriffe der jeweiligen öffentlichen Körperschaft festzulegen, ist die Kompetenzverteilung bei Aktiengesellschaften stärker gesetzlich reglementiert, so daß der öffentliche Kapitaleigner nur in den engen Grenzen des Aktiengesetzes Weisungsbefugnisse ausüben kann. "Immerhin schließt das nicht aus, daß zwischen wirtschaftspolitischen Instanzen und den Leitungen öffentlicher Unternehmen kooperative Lösungen verabredet werden"³. Generell gilt auch hier, daß mit steigender Größe der EVU der unmittelbare öffentliche Einfluß auf das Geschäftsgebaren rückläufig ist, da zunehmend weitere öffentliche Verbände oder (bei gemischtwirtschaftlichen EVU) private Kapitaleigner beteiligt sind. Sowohl die Zieldefinition als auch die tatsächliche Geschäftspolitik beruhen dann auf Kompromissen, die häufig erst in langwierigen Entscheidungsprozessen gefunden werden.

¹ Dabei kann es zu nicht unerheblichen Konflikten auf verschiedenen Ebenen kommen, da die postulierte gemeinwirtschaftliche Zielsetzung der öffentlichen Unternehmen nur schwer bzw. überhaupt nicht konkretisiert werden kann und zudem Harmonie oder zumindest Neutralität der Ziele kommunaler oder regionaler Akteure der Elektrizitätswirtschaftspolitik gegenüber gesamtwirtschaftlichen Zielen nicht gesichert ist. Vgl. W. Mönig 1975, S. 101, H. Gröner 1975, S. 136 ff. sowie H.-U. Evers 1983, S. 86. Vgl. auch unsere Ausführungen in den folgenden Unterabschnitten.

² Vgl. zum folgenden H. Gröner 1984, S. 109 ff., sowie ders. 1981, S. 433 ff. Vgl. auch W. Niopek 1986, S. 77 ff.

³ Vgl. H. Gröner 1984, S. 111.

Der öffentliche Einfluß auf die deutschen EVU ist somit von anderer Intensität und Qualität als der auf die französische EdF. Während der französische Staat, also die Regierung der Republik, auf verschiedenen Ebenen direkt in die Geschäftspolitik eingreift und daneben auch den gesetzlichen Rahmen der Elektrizitätswirtschaft bestimmt¹, sind es in Deutschland der kommunale Bereich und, in geringerem Maße, die Bundesländer, die über Kapitalbeteiligungen bzw. -eigentum Einfluß auf das Unternehmensverhalten nehmen, während der Bund sich im wesentlichen auf die Definition der wirtschaftspolitischen und rechtlichen Daten beschränkt. Die auf Bundesgesetzen beruhenden öffentlichen Regulierungsmaßnahmen, die im folgenden behandelt werden, obliegen dann wiederum überwiegend den einzelnen Bundesländern.

10.2 Der staatliche Einfluß auf Marktstruktur und Marktverhalten

Das EnWiG von 1935 sowie das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) von 1957 stellen die Rechtsgrundlagen für die staatlichen Eingriffe in die Elektrizitätswirtschaft dar. Beide gesetzlichen Regelungen zielen darauf, "eine möglichst sichere und möglichst billige Versorgung der Verbraucher mit elektrischer Energie" zu erreichen².

Das EnWiG unterstellte die Elektrizitätswirtschaft der Aufsicht des Reiches, wobei die Verwaltungskompetenz ausschließlich bei den obersten Reichsbehörden lag³. Gemäß Art. 74, 124, 125, 129 Grundgesetz gilt das EnWiG als Bundesrecht fort; es wurden nur unwesentliche formelle, jedoch keine inhaltlichen Änderungen vorgenommen. Während die Gesetzgebungskompetenz in diesem Bereich allein dem Bund zukommt, obliegt den Bundesländern die Ausführung des EnWiG⁴. Damit sind die Länder für die Fach- und Preisaufsicht in der Elektrizitätswirtschaft zuständig.

1 Vgl. unsere Ausführungen in den Abschnitten 8.1 und 11.2.

2 H. Gröner 1983, S. 98.

3 Vgl. H.-U. Evers 1983, S. 55.

4 Vgl. ebenda, S. 56 ff., 60 ff.

Im GWB wurde die sich im EnWiG manifestierende Auffassung, daß in der Elektrizitätswirtschaft aus technischen und ökonomischen Gründen Wettbewerb auszuschließen sei, übernommen. Die Elektrizitätswirtschaft ist daher ebenso wie die übrige Versorgungswirtschaft erstens von zentralen Bestimmungen des GWB ausgenommen (§ 103 Abs. 1 GWB) und zweitens einer besonderen Mißbrauchsaufsicht unterstellt (§ 103 Abs. 5 GWB), die im allgemeinen ebenfalls von den Landeskartellbehörden oder, falls das Gebiet mehrerer Bundesländer berührt wird, vom Bundeskartellamt durchgeführt wird. Daneben unterliegen die EVU auch der allgemeinen Mißbrauchsaufsicht nach § 22 GWB.

Untersucht man nun die auf den genannten Gesetzen beruhenden wirtschaftspolitischen Maßnahmen, so ist die Beeinflussung der Marktstruktur, d.h. die Marktzugangsregelung, von Eingriffen hinsichtlich des Marktverhaltens zu unterscheiden.

10.2.1 Die Regelung des Marktzugangs

10.2.1.1 Privat(rechtlich)e Marktzutrittsbeschränkungen

Die im GWB festgelegte Bereichsausnahme für die Elektrizitätswirtschaft bezieht sich auf § 1 GWB (allgemeines Kartellverbot), § 15 GWB (Verbot vertikaler Preisbindungen) und § 18 GWB (Verbot von Ausschließlichkeitsbindungen) und schließt die folgenden Verträge, die in der Elektrizitätswirtschaft allgemein und seit langem üblich sind, von der Anwendung der genannten Regelungen aus¹:

¹ Vgl. zum folgenden insb. H. Gröner 1975, S. 336 ff., H.-U. Evers 1983, S. 175 ff., 199 ff., sowie die dort angeführte Literatur.

(1) Demarkationsverträge (§ 103 Abs. 1 Nr.1GWB) werden zwischen einzelnen EVU abgeschlossen. Die Vertragspartner verpflichten sich darin, das Versorgungsgebiet des jeweils anderen EVU zu respektieren und eine unmittelbare oder mittelbare Versorgungstätigkeit im Gebiet des Vertragspartners zu unterlassen.

Zu unterscheiden sind dabei horizontale Demarkationsverträge zwischen benachbarten EVU, meist Regionalunternehmen, die keine Lieferbeziehungen zueinander haben, vertikale Demarkationsverträge zwischen Liefer- und Verteiler-EVU sowie sog. mittelbare Demarkationsverträge, in denen Erzeuger-EVU die Belieferung von Verteilerunternehmen unter sich aufteilen. Ferner sind häufig sogenannte Grenzmengen- oder Grenzspannungsabkommen Bestandteil von Demarkationsverträgen; darin verpflichtet sich das Verteiler-EVU gegenüber dem Liefer-EVU, Sonderabnehmer ab einer bestimmten Strommenge oder -spannung nicht mehr selbst zu versorgen, sondern die Belieferung dem vorgelagerten EVU zu überlassen. In Kapazitätsklauseln sagen strombeziehende EVU den jeweiligen Lieferunternehmen zu, keine eigenen Versorgungsanlagen zu errichten, sie nicht zu erweitern oder sie sogar abzubauen.

Demarkationsverträge ermöglichen also grundsätzlich die Errichtung geschlossener Versorgungsgebiete und wirken als Gebietskartelle, so daß die Letztabnehmer nur noch einem einzigen EVU gegenüberstehen; die Geschlossenheit der Versorgungsgebiete wird allerdings durchbrochen von den Grenzmengen- und Grenzspannungsabkommen.

(2) Konzessionsverträge (§ 103 Abs. 1 Nr. 2 GWB) werden zwischen kommunalen Gebietskörperschaften¹ und EVU geschlossen und beruhen darauf, daß die Versorgungsunternehmen zur Verlegung von Leitungen auf öffentliche Straßen und sonstige Verkehrsräume angewiesen sind. Die Kommunen räumen in den Konzessionsverträgen einzelnen EVU das alleinige Recht der Wegebenutzung gegen Zahlung von Konzessionsabgaben ein. Voraussetzung ist, daß durch die verlegten Leitungen Letztverbraucher im Gemeindegebiet versorgt werden. Leitungen Dritter zur

1 Vgl. S. 321, Fn. 3.

Eigenversorgung und zur Durchleitung werden jedoch teilweise trotz der Ausschließlichkeitsbindung von der Gemeinde zugelassen. Die Konzessionsverträge ermöglichen eine nahezu totale Marktzugangssperre für nicht begünstigte EVU zugunsten des einzigen zugelassenen EVU.

(3) Höchstpreisbindungen (§ 103 Abs. 1 Nr. 3 GWB) verpflichten Verteiler-EVU, die von ihnen versorgten Abnehmer nicht zu ungünstigeren Preisen oder Bedingungen zu beliefern, als sie das Liefer-EVU seinen vergleichbaren Abnehmern gewährt. Günstigere Bedingungen, also etwa niedrigere Preise des Verteiler-EVU, werden durch derartige Preisbindungsverträge nicht ausgeschlossen.

(4) Verbundverträge (§ 103 Abs. 1 Nr. 4 GWB) zwischen den großen Verbundunternehmen regeln die Nutzung bestimmter Netzkapazitäten sowie die Reservehaltung und die Aushilfslieferungen von Spitzenstrom. Die überregional tätigen EVU verpflichten sich darin, Versorgungsleistungen über feste, genau definierte Leitungswege ausschließlich einem oder mehreren anderen EVU zur Durchführung der öffentlichen Versorgung zur Verfügung zu stellen. Es handelt sich dabei um Absatzsyndikate der Verbundunternehmen.

Durch die Freistellung der Elektrizitätswirtschaft von den Verboten der §§ 1, 15 und 18 GWB wird also ein mehrstufiges Gebietsschutzsystem ermöglicht, das den Elektrizitätsmarkt in monopolistische Versorgungsgebiete aufteilt, in denen zusätzlich vertikale Preisbindungen möglich sind. Damit wird der Wettbewerb zwischen verschiedenen EVU in den Versorgungsgebieten ausgeschlossen,¹ nicht jedoch der Substitutionswettbewerb zwischen den einzelnen Energiearten (vgl. § 103 Abs. 2 GWB).

¹ Der mit der 4. Novelle in das GWB eingefügte § 103a bringt auch hier eine Auflockerung. Bestehen nämlich Anhaltspunkte dafür, daß durch einen Demarkations- oder Verbundvertrag andere Unternehmen im Bezug oder Absatz unbillig behindert werden, so kann das Kartellamt derartige Verträge für ungültig erklären. Wettbewerb im Versorgungsgebiet durch industrielle Eigenerzeugung oder durch Verteilerunternehmen kann somit unter bestimmten Bedingungen ermöglicht werden. Vgl. H.-U. Evers 1983, S. 217 f.

Die Zulassung von wettbewerbsbeschränkenden Verträgen und Gebietsmonopolen bedeutet jedoch nicht, daß die Marktstruktur in der Elektrizitätswirtschaft ein für allemal festgeschrieben ist. Bereits in der Vergangenheit haben sich die einzelnen Versorgungsgebiete erheblich verändert, da zahlreiche kleine EVU von Lieferunternehmen übernommen wurden oder Gemeinden mit eigenen EVU die Versorgung an Dritte übertragen haben¹.

Mit der 4. Novelle zum GWB wurde zudem eine Befristung der Freistellungsmöglichkeit eingeführt. Demarkations-, Konzessions- und Verbundverträge sind gemäß § 103a GWB seit September 1980 nur dann freistellbar, wenn sie eine Laufzeit von höchstens 20 Jahren aufweisen. Nach Ablauf der Vertragsdauer bedarf die Kontrahierung zwischen denselben Vertragspartnern der erneuten Anmeldung des Vertrags bei der Kartellbehörde². Damit wird zumindest ansatzweise ein Wettbewerb um Versorgungsgebiete ermöglicht, wobei die praktischen Auswirkungen derzeit noch nicht absehbar sind³.

Der einzelne Abnehmer allerdings steht - bis auf wenige Ausnahmen, die große, an der Grenze zweier Versorgungsgebiete gelegene Sonderkunden betreffen - weiterhin einem einzigen Stromlieferunternehmen gegenüber und hat keinen Einfluß auf einen Wechsel des versorgenden EVU⁴.

Die genannten, allein auf wirtschaftspolitisch tolerierten privatrechtlichen Abreden beruhenden Verträge determinieren weitgehend die Marktstruktur in der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Allerdings haben die staatlichen Instanzen auch Möglichkeiten, die Marktstruktur mittels Fachaufsicht (EnWiG) und Kartellaufsicht (GWB) direkt zu beeinflussen⁵.

1 Vgl. auch W. Mönig et al. 1977. S. 411.

2 Vgl. H.-U. Evers 1983, S. 215 f.

3 Für "Altverträge" sieht das Gesetz eine Übergangsfrist bis zum 1. Januar 1995 vor.

4 Nicht näher eingegangen wird auf die Beziehungen zwischen EVU und industrieller Kraftwirtschaft.

5 Vgl. etwa H.-U. Evers 1983, S. 101 ff., H. Gröner 1975, S. 324 ff., sowie ders. 1984, S. 99 f., 116 f.

10.2.1.2 Staatliche Marktzugangsregulierung

(1) Gemäß § 4 EnWiG sind die EVU verpflichtet, den Bau, die Erneuerung, die Erweiterung oder die Stilllegung von Anlagen, die der Erzeugung, Fortleitung oder Abgabe von Elektrizität dienen, der zuständigen Fachaufsichtsbehörde (im allgemeinen den Landeswirtschaftsministerien) anzuzeigen. Oberhalb bestimmter Freigrenzen wird jede Veränderung der Kapazität behördlich erfaßt und nach § 4 Abs.2 EnWiG daraufhin geprüft, ob "Gründe des Gemeinwohls" eine Untersagung erfordern. Damit ist auch die Berücksichtigung der im EnWiG vertretenen energiepolitischen Ziele (sichere und billige Versorgung mit Elektrizität) gemeint¹, so daß die Aufsichtsbehörden den Beitrag der Kapazitätsänderung zu einer rationellen Energieversorgung zu würdigen haben.

Eine Veränderung der Marktstruktur durch die Fachaufsicht nach § 4 EnWiG ist allerdings kaum erreichbar, zumal die EVU aufgrund langjähriger Erfahrung mit der Genehmigungspraxis der Behörden ihre Investitionen so planen, daß eine Untersagung möglichst ausgeschlossen ist². Als Marktzugangsregulierung kann die staatliche Investitionskontrolle somit nicht bezeichnet werden.

(2) Von größerer Bedeutung könnte in diesem Zusammenhang die Zulassungsaufsicht nach § 5 und die Möglichkeit der Abmeierung nach § 8 EnWiG sein.

§ 5 Abs. 1 EnWiG unterwirft die Aufnahme der Versorgung Dritter mit Energie durch Unternehmen, die nicht bereits EVU sind, einer behördlichen Genehmigung. Diese ist insbesondere zu versagen, wenn durch die Tätigkeit des neuen Versorgungsunternehmens die bestehenden EVU durch eine Zersplitterung von Versorgungsgebieten geschwächt werden³. Die Zulassungsaufsicht stellt also eine Marktzutrittsregulierung dar.

1 Vgl. auch H.-U. Evers 1983, S. 189.

2 Vgl. W. Mönig et al. 1977, S.486, sowie H. Gröner 1984, S. 116.

Zu Konflikten kann es allerdings dennoch kommen: Zum einen vertikal zwischen Land (d.h. Fachaufsichtsbehörde) und Kommune, wenn nämlich einzelne Gemeinden die fachaufsichtlich genehmigte Errichtung von Leitungen oder Kraftwerken durch Regional- bzw. Verbundunternehmen auf kommunalem Grund und Boden z.B. aus städtebaulichen oder umweltpolitischen Gründen ablehnen. Langdauernde Rechtsstreitigkeiten erhöhen dann die Kosten der Investition erheblich und gefährden unter Umständen die regionale oder landesweite Versorgungssicherheit. Ähnliches gilt horizontal zwischen benachbarten Gebietskörperschaften; die aus lokaler Sicht erforderliche Errichtung neuer Verteilungs- oder Erzeugungsanlagen kann die Interessen tangierter anderer Gemeinden beeinträchtigen und zu erheblichen Konflikten führen.

3 Vgl. zu den Einzelheiten H.-U. Evers 1983, S. 103 ff.

Denn da nach der herrschenden Meinung eine sichere und billige Elektrizitätsversorgung vor allem durch die Geschlossenheit der Versorgungsgebiete sowie durch eine "gesunde Durchmischung" der Abnehmer erreicht wird, hat die Fachaufsichtsbehörde die bestehende Gebietsstruktur, die auf dem System der Demarkations- und Konzessionsverträge beruht, zu schützen¹.

Weil jedoch auch leistungsunfähige oder -unwillige EVU so weitestgehend vor Konkurrenz geschützt sind, wird in § 8 EnWiG der Aufsichtsbehörde die Möglichkeit gegeben, einem EVU, das seine Versorgungspflichten verletzt und keine störungsfreie Lieferung garantiert, den Betrieb ganz oder teilweise zu untersagen (Abmeierung) sowie einem anderen EVU das entsprechende Versorgungsgebiet zuzuweisen. Derartige Abmeierungsverfahren wurden gegen Ende der 50er Jahre relativ häufig durchgeführt², wobei es sich allerdings um Klein-EVU mit meist schwerwiegenden technischen Mängeln handelte.

Seither wurden jedoch keine behördlichen Stilllegungen von EVU mehr bekannt³.

(3) Auch aus den Vorschriften zur speziellen Mißbrauchsaufsicht für die Versorgungswirtschaft nach § 103 GWB könnte sich die Möglichkeit für staatliche Instanzen ergeben, die Marktstruktur in der Elektrizitätswirtschaft zu beeinflussen.

1 Vgl. ebenda, S. 106. Daher hat die Behörde auch nahezu keine Möglichkeit, den Zusammenschluß benachbarter Versorgungsgebiete aus Rationalisierungsgründen zu bewirken. Da die Größe der lokalen Versorgungsgebiete nicht durch ökonomische Faktoren, sondern durch die Gemeindegrenzen bestimmt wird, könnte ein solcher Zusammenschluß oder die Überlassung der Versorgung an dritte EVU der Realisierung des Ziels "kostengünstige Versorgung" dienen. Allerdings sind die Kommunen an der Aufrechterhaltung einer bestehenden Eigenversorgung schon allein deswegen interessiert, weil bei der Eigenversorgung im Durchschnitt rund doppelt so hohe Konzessionsabgaben erzielt werden als bei der Fremdversorgung (Monopolkommission 1976, Tz. 740), wodurch ein nicht unerheblicher Anteil der kommunalen Haushalte finanziert wird. Gemeinden mit Eigenversorgung werden also entsprechenden Bestrebungen der Fachaufsichtsbehörde starken Widerstand entgegensetzen.

2 Vgl. H. Gröner 1975, S. 358.

3 Marktzutrittsmöglichkeiten für Nicht-EVU werden durch Abmeierungen ohnehin nicht geschaffen, da die Einweisungsbefugnis der Fachaufsichtsbehörde allein für andere etablierte EVU gilt. Vgl. W. Mönig et al. 1977, S. 380 ff.

Denn ein Mißbrauch der durch die Freistellung der o.g. Verträge erlangten Marktstellung könnte in einer nicht-optimalen bzw. unrationellen Aufteilung der Versorgungsgebiete bestehen - etwa, indem diese nicht oder verzögert an Veränderungen der optimalen Betriebsgrößen angepaßt werden¹. Die Mißbrauchsaufsicht hätte dann Versorgungsgebiete, die in Relation zur kostenoptimalen Größe der Betriebe zu groß oder zu klein sind, zu beanstanden. Derartige Überprüfungen wurden allerdings bisher noch nicht durchgeführt.

Mit der in der 4. Novelle zum GWB eingeführten Befristung der Gebietsschutzverträge nach § 103 GWB wurde den Kartellbehörden darüber hinaus eine Aufhebungsbefugnis zugesprochen. Zum Zeitpunkt der Verlängerung oder des Neuabschlusses eines Vertrages zwischen denselben Vertragspartnern kann die Behörde Demarkations- und Verbundverträge, nicht jedoch Konzessionsverträge für unwirksam erklären². Diese Regelung ist aber aus zwei Gründen kritisch zu sehen³:

Zum einen sind Untersagung der Gebietsabsprachen und Befristung der Verträge miteinander verknüpft, was in der Praxis bedeutet, daß ein als (im hier angeführten Sinn) mißbräuchlich erkannter Demarkationsvertrag erst mit seinem Ablauf, in extremen Fällen also erst nach 20 Jahren, aufgehoben werden kann. Zum zweiten können auch Konzessionsverträge eine "sichere und billige Versorgung", also eine rationelle Strombelieferung der Abnehmer, erschweren, beispielsweise indem Neuabgrenzungen von Versorgungsgebieten verhindert werden. Konzessionsverträge fallen jedoch nicht unter die Aufhebungsbefugnis des § 103a GWB⁴.

Zusammenfassend ist festzustellen, daß die Marktstruktur in der deutschen Elektrizitätswirtschaft überwiegend durch das von den EVU errichtete, privatrechtliche Vertragssystem geprägt wird. Die staatlichen Maßnahmen der Fach- und Kartellaufsicht wirken sich überwiegend als Unterstützung der privaten Wettbewerbsbeschränkungen aus und haben kaum korrigierenden Einfluß auf das kartellrechtlich geschützte und seit langer Zeit bestehende Gebietsschutzsystem der EVU⁵.

1 Vgl. H. Gröner 1984, S. 117.

2 Vgl. H.-U. Evers 1983, S. 215 ff.

3 Vgl. ders. 1981, S. 437 f.

4 In diesem Unterabschnitt wurde lediglich der "Marktstruktur-Mißbrauch" behandelt; bei Vorliegen von mißbräuchlichem Marktverhalten ergeben sich aus § 103 Abs. 6 GWB weitere Aufhebungsbefugnisse der Kartellbehörde. Vgl. die Ausführungen im Unterabschnitt 10.2.2.

5 Vgl. H. Gröner 1981, S. 437 f.

Eine starke Position nehmen allerdings die Gemeinden durch den Besitz des Wegerechts ein. Da praktisch kein EVU die Versorgung aufnehmen kann, ohne durch Leitungen usw. öffentliche Wege zu tangieren, verfügen die Kommunen über eine wirksame Marktzutrittskontrolle; auch durch die Entscheidungsmöglichkeit zwischen Eigen- oder Fremdversorgung des Gemeindegebiets mit Elektrizität können sie die Marktstruktur erheblich beeinflussen¹.

Damit liegen in der Elektrizitätswirtschaft bedeutende Markteintrittshindernisse vor, so daß - entsprechend den im 5. Kapitel abgeleiteten theoretischen Ergebnissen - mit wesentlichen Beeinträchtigungen der dynamischen Effizienz zu rechnen ist. Weitere Auswirkungen gehen von der Regulierung der Strompreisbildung aus, die im folgenden in den Grundzügen dargestellt wird.

10.2.2 Marktverhaltensregulierung

Auch die Regulierung des Marktverhaltens der EVU, d.h. insbesondere der Strompreisbildung², beruht auf dem EnWiG (vgl. § 7) und auf dem GWB (vgl. § 22 sowie § 103).

10.2.2.1 Die Preisaufsicht nach dem EnWiG

Gemäß § 12a Abs. 1 BTOElt ist jede Erhöhung der Tarifpreise sowie ihrer Bestandteile durch die Preisaufsichtsbehörde, das ist im allgemeinen das Landeswirtschaftsministerium, zu genehmigen³.

1 Vgl. ders. 1984, S. 100, sowie ders. 1975, S. 74 ff.

Zu beachten ist, daß die Kommunen mit den sog. Konzessionsabgaben auf die Stromerlöse eine Verbrauchsteuer erheben, die einen nicht unerheblichen Beitrag zur Finanzierung der Gemeindehaushalte leistet.

2 Bezüglich der Qualitätsregulierung sowie des Kontrahierungszwangs sei auf unsere Ausführungen auf S. 159 ff. und 217 ff. verwiesen.

3 Vgl. unsere Ausführungen auf S. 218 ff.

Zwar wurde das einer marktwirtschaftlichen Ordnung grundsätzlich nicht adäquate Instrument der Preiskontrolle, das auf § 7 Abs. 1 EnWiG zurückzuführen ist, insofern modifiziert, als eine Orientierung der Tarife an den Bedürfnissen der Kunden und an den Preisen anderer EVU sowie eine Ausrichtung der Preisregelungen an gewünschten Marktergebnissen, Markttrends und an der konjunkturellen Lage vorgeschrieben wurde. Dadurch konnte aber die prinzipielle Problematik der Preisaufsicht nicht gemildert werden², die anhand der folgenden vier Problemkreise aufgezeigt werden kann:

- Maßstab für die Genehmigung von Tarifierhöhungen ist eine durch das EVU nachgewiesene Erhöhung der betriebswirtschaftlichen Kosten, die auch bei elektrizitätswirtschaftlich rationeller Betriebsführung nicht zu vermeiden ist, so daß die Ertragslage des Unternehmens die Tarifierhöhung notwendig macht³. Dabei ist "der Erlös auf das Maß zu beschränken, das im Hinblick auf die Versorgungsaufgabe des Energieversorgungsunternehmens als angemessen beurteilt werden kann"⁴.

Es bleibt jedoch völlig offen, welche Gewinnhöhe aus welchen Gründen als "angemessen" anzusehen ist. Zudem kann die Kostenaufstellung ebenso wie die Kostenzurechnung der EVU von Außenstehenden kaum objektiv nachgeprüft werden. Denn zum einen ist zu erwarten, daß aufgrund des fehlenden Wettbewerbsdrucks überhöhte Kosten entstehen; zum anderen ist der in der Elektrizitätswirtschaft allgemein hohe Anteil an Gemeinkosten auf der Basis von Vollkosten nicht ökonomisch rational aufzuteilen⁵.

1 Vgl. H. Gröner 1975, S. 381, sowie U. Immenga 1982, S. 46.

2 Vgl. U. Immenga 1982, S. 19 f.

3 W. Obernolte 1981, zit. nach U. Immenga 1982, S. 20.

4 Vgl. auch S. 225 ff. in dieser Arbeit. Insbesondere bei EVU, die zusammen mit anderen kommunalen Unternehmen einem Querverbund angehören, ist nicht auszuschließen, daß vorhandene Entscheidungsspielräume bezüglich der Preissetzung nicht im Sinne eines - wie auch immer definierten - Gemeinwohls genutzt werden, sondern daß möglichst hohe Gewinne angestrebt werden (und/oder die Kosten hochgetrieben werden). Zumal wenn im Querverbund andere kommunale Betriebe subventioniert werden müssen, sind Auseinandersetzungen mit den Preisbehörden bezüglich der "Angemessenheit" der Kosten zu erwarten.

Weder die Unabwendbarkeit der nachgewiesenen Kostenerhöhungen noch das Vorliegen interner Subventionen können daher von der Aufsichtsbehörde hinreichend verlässlich beurteilt werden.

- Die Preisaufsichtsbehörde hat den Antrag eines EVU auf Preiserhöhung (im Tarifabnehmerbereich) unter Berücksichtigung der gesamten Kosten- und Erlössituation des Unternehmens zu beurteilen, so daß auf diesem Wege indirekt auch die Preise für Sonderabnehmer in die Preisaufsicht eingehen.

Allein schon aus Kapazitätsgründen kann jedoch die Preisaufsichtsbehörde die Beurteilung der gesamten Kosten- und Erlöslage bei jedem Antrag auf Preiserhöhung kaum durchführen. Hinzu kommt, daß durch eine derartige Untersuchung auch das Preisgefüge der EVU kontrolliert wird und sich die gesetzlich legitimierte Preisaufsicht im Tarifabnehmerbereich einer ordnungspolitisch unerwünschten totalen Verhaltenskontrolle annähert¹.

- Die EVU haben durch die Genehmigungsbedürftigkeit jeder Preiserhöhung im Tarifabnehmerbereich keinerlei Anreiz, bei einer eventuell eingetretenen Kostenverringerung die Preise zu senken, da dann eine später wieder erforderlich werdende Preiserhöhung bei der Aufsichtsbehörde beantragt werden muß. "Da niemand gerne bei einem Aufsichtsorgan seine Karten auf den Tisch legt, werden es die EVU vorziehen, eine mögliche Preissenkung zu unterlassen"².

- Schließlich ist die Gefahr zu sehen, daß "kooperative Lösungen" zwischen EVU und Preisaufsichtsbehörden bevorzugt werden. Das bedeutet, daß die Behörde, um Kritik an ihrer Tätigkeit zu vermeiden, die Rolle eines "Beschützers" des zu beaufsichtigenden Sektors übernimmt, wobei beide Seiten an einem gewissen Einvernehmen interessiert sind³. Die dadurch entstehenden Abhängigkeiten sind indes nicht dazu geeignet, das Instrument der Preisaufsicht wirksamer zu machen.

1 Vgl. H. Gröner 1984, S. 126.

2 Ders. 1975, S. 385 f.

3 Ders. 1984, S. 118. Ein solches Einvernehmen wird durch die Tatsache begünstigt, daß nicht selten hohe Beamte der Aufsichtsbehörden Mitglieder in den Aufsichtsräten der EVU sind. Vgl. ders. 1975, S. 386.

Insgesamt gesehen ist also die energiewirtschaftliche Preisaufsicht als Kompensation der weitgehend konkurrenzfreien und marktmächtigen Stellung der EVU nicht geeignet. Sie kann weder zur Realisierung (statischer) Allokationseffizienz beitragen noch zur Verbesserung der (dynamischen) Innovationseffizienz in der Elektrizitätswirtschaft führen.

10.2.2.2 Die Mißbrauchsaufsicht nach dem GWB

Im Gegensatz zur Preisaufsicht für Tarifabnehmer ist die Mißbrauchsaufsicht in einem marktwirtschaftlichen System grundsätzlich ordnungskonform. Die spezielle Mißbrauchsaufsicht nach § 103 Abs. 5 GWB ist als Korrelat der Freistellung der EVU vom Verbot wettbewerbsbeschränkender Absprachen anzusehen und soll sicherstellen, daß sich die durch die wettbewerbsbeschränkenden Verträge ermöglichten Rationalisierungen auch einstellen und in günstigen Strompreisen auswirken¹. Mit anderen Worten: Ein Mißbrauch der Sonderstellung liegt dann vor, wenn die Gebietsschutzabsprachen "nicht mehr der Rationalisierung der Stromversorgung und damit letztlich der Sicherheit und Billigkeit der Energieversorgung dienen, sondern im Gegenteil vor allem zu einer Verteuerung der Energieversorgung führen"².

Im letztgenannten Fall ist die Mißbrauchskontrolle zumindest teilweise wirksam. Diese verhaltensorientierte Behinderungsmißbrauchsaufsicht³ kann beispielsweise dazu beitragen, Diskriminierungen der industriellen Kraftwirtschaft zu unterbinden⁴.

1 Vgl. ebenda, S. 126 f.

2 Monopolkommission 1976, S. 413.

In den Fällen, in denen ein mißbräuchliches Verhalten nicht auf der Freistellung nach § 103 Abs. 1 GWB beruht, sondern generell auf eine marktbeherrschende Stellung zurückzuführen ist, kommt die allgemeine Mißbrauchsaufsicht nach § 22 GWB zum Tragen. Vgl. auch U. Immenga 1982, S. 27.

3 Dagegen sind andere Möglichkeiten des Behinderungsmißbrauchs, wie sie beispielsweise die Verweigerung der Durchleitung sowie die Diskriminierung von Verteiler-EVU gegenüber industriellen Sonderabnehmern darstellen, auch mit dem novellierten § 103 GWB kaum zu verhindern. Vgl. zu den Einzelheiten H. Gröner 1984, S. 132.

4 Dagegen ist die marktergebnisorientierte Kontrolle des Preismißbrauchs nahezu wirkungslos, da die Kartellämter ebenso wie die Preisaufsichtsbehörden vor erheblichen Informationsproblemen stehen. Vgl. auch N. Eickhof 1986, S. 209.

Ganz generell ist festzustellen, daß die staatliche Verhaltenskontrolle der EVU sowohl in Form der Preisaufsicht als auch in Form der Mißbrauchsaufsicht in ihrer Wirksamkeit bereits deshalb beschränkt ist, weil ihr die durch privatrechtliche Verträge abgegrenzte Marktstruktur vorgegeben ist und sie an der Struktur der monopolistischen Versorgungsgebiete kaum Änderungen bewirken kann¹. Ferner findet eine Ergänzung der marktverhaltensorientierten Mißbrauchsaufsicht durch eine - vom Gesetz her mögliche - marktstrukturbezogene Mißbrauchsaufsicht, wie oben erläutert wurde, nicht statt.

Vielmehr stehen die Instrumente Fachaufsicht, Preisaufsicht und Mißbrauchsaufsicht nebeneinander und sind mit einer privatrechtlich festgelegten, wenngleich wettbewerbsrechtlich tolerierten, Marktstruktur konfrontiert, ohne daß eine ordnungskonforme Abstimmung und ein effizienter Einsatz der Maßnahmen erfolgten².

Der Einfluß hingegen, den die Kommunen durch das Wegerecht und das daraus resultierende System der Konzessionsverträge auf die Marktstruktur in der Elektrizitätswirtschaft ausüben, wird wohl in den seltensten Fällen von übergeordneten gesamtwirtschaftlichen bzw. wettbewerbspolitischen Zielen bestimmt.

¹ Das Verhältnis von Preisaufsicht zu Mißbrauchsaufsicht ist in der Literatur und in der Praxis nicht eindeutig geklärt. Gemäß § 103 Abs. 4 GWB hat sich die Kartellbehörde bei Verfügungen, die die öffentliche Versorgung betreffen, mit der jeweiligen Fachaufsichtsbehörde ins Benehmen zu setzen. Ferner ist nach § 103 Abs. 5 Satz 1 GWB die Zielsetzung einer möglichst sicheren und preiswürdigen Versorgung bei allen Maßnahmen zu beachten. Die Problematik wird dadurch aber kaum entschärft. Denn auf Länderebene hat die Abstimmung zwischen beiden Aufsichtsinstanzen im allgemeinen innerhalb der gleichen Behörde, den Landeswirtschaftsministerien, zu erfolgen, so daß eine klare Trennung der Funktionen erschwert wird. Andererseits erscheint aus ordnungspolitischer Sicht die behördliche Preisaufsicht entbehrlich, wenn der Kompensation von Marktmacht durch die wettbewerbsrechtliche Mißbrauchsaufsicht Vorrang eingeräumt wird.
Vgl. U. Immenga 1982, S. 25 ff., H. Gröner 1984, S. 133 f., H.-U. Evers 1983, S. 203 f., sowie U. Büdenbender 1982.

² Vgl. H. Gröner 1984, S. 134.

10.3 Ergebnis

Die in ihren Grundzügen beschriebene öffentliche Elektrizitätswirtschaft in Deutschland kann hinsichtlich der dynamischen Effizienz anhand der im Abschnitt 9.2 zusammengefaßten Effizienzkriterien wie folgt bewertet werden:

(1) Betrachtet man die Entwicklung der Arbeitsproduktivität in der Elektrizitätswirtschaft, gemessen an der Abgabe an Verbraucher je Beschäftigten, in den Jahren 1974 bis 1982, so ist ein annähernd paralleler Verlauf zum gesamten Verarbeitenden Gewerbe festzustellen (vgl. Abb. 10.1, wo die jeweiligen Indexwerte dargestellt sind). Allein auf der Grundlage der durchschnittlichen Zunahme der Arbeitsproduktivität unterscheidet sich die branchenspezifische Innovationseffizienz in der Elektrizitätswirtschaft also kaum von der eines wesentlichen Teils der Gesamtwirtschaft.

Abb. 10.1: Entwicklung der Arbeitsproduktivität in der Elektrizitätswirtschaft und im Verarbeitenden Gewerbe¹, 1974 - 1982

Jahr	1974	1976	1978	1980	1982
Verarbeitendes Gewerbe	91,6	100	106,1	110,7	112,8
Elektrizitätsversorgung	92,7	100	107,6	110,7	111,2

Quelle: Statistisches Bundesamt 1984, S. 195; eigene Berechnungen.

(2) Die Unternehmensgrößenstruktur der deutschen EVU läßt in bezug auf die Innovationseffizienz verschiedene Schlußfolgerungen zu:

Zum einen stehen relativ wenige, sehr große Unternehmen einer Vielzahl hinsichtlich der Stromabgabe unbedeutender EVU gegenüber, so daß

¹ Der hier angegebene Index der Arbeitsproduktivität zeigt die Entwicklung der Produktion, d.h. der Nettoabgabe an Verbraucher oder des Nettoproduktionswertes, im Verhältnis zum personellen Aufwand.

eher mit einer verlangsamten Diffusionsgeschwindigkeit von Innovationen zu rechnen ist, da kleine Unternehmen externe Innovationen tendenziell später adoptieren¹.

Zum anderen weisen die Versorgungsunternehmen der unteren Größenklassen eine deutlich höhere absolute Arbeitsproduktivität auf als die großen Unternehmen², was Indiz für eine hohe Adoptionsrate externer Innovationen bei den kleineren Unternehmen sein könnte. Betrachtet man allerdings die Zuwachsrate dieser Kennzahl, so schneiden die großen (und mittleren) Unternehmen erheblich besser ab als die kleinen Unternehmen³. Insofern kann aus der ungleichen Größenverteilung der EVU eine Beeinträchtigung der Innovationseffizienz nicht abgeleitet werden.

Hinzu kommt, daß aufgrund der hohen Kapitalintensität in der Elektrizitätswirtschaft Prozeßinnovationen, z.B. in der Stromerzeugung, einen erheblichen Kapitaleaufwand erfordern und deshalb leichter von absolut großen EVU durchgeführt werden können. Unter dem letztgenannten Aspekt ist demnach die Prädominanz von Großunternehmen zumindest nicht negativ zu bewerten.

(3) Die Rechtsform eines EVU ist (neben seiner Größe) entscheidend für die Einflußmöglichkeiten der Eigentümer bzw. Träger auf die Geschäftspolitik. Während die Kompetenzverteilung zwischen Anteilseignern und Management bei Aktiengesellschaften gesetzlich festgelegt ist und somit hier auch öffentliche Eigentümer keine besonderen Rechte bean-

1 Vgl. die Ausführungen auf S. 123.

2 1982 lag z.B. der Brutto- Produktionswert je Beschäftigtem in der Versorgungswirtschaft bei Unternehmen mit 100 - 199 Beschäftigten bei 684.000 DM, bei Unternehmen mit 50 - 99 Beschäftigten bei 535.000 DM und bei Unternehmen mit 1000 und mehr Beschäftigten bei 483.200 DM. Vgl. Statistisches Bundesamt 1984, S. 214.

3 Von 1982 auf 1984 stieg der Brutto- Produktionswert je Beschäftigtem in der Versorgungswirtschaft bei Unternehmen mit weniger als 50 Beschäftigten um 8,7 %, bei Unternehmen mit 100 - 199 Beschäftigten um 7,5 %, bei Unternehmen mit 500 - 999 Beschäftigten um 17,9 % und bei Unternehmen mit mehr als 1000 Beschäftigten um 11,7 %. Vgl. Statistisches Bundesamt 1984, S. 214, sowie dass. 1986, S. 208.

sprechen können, bestehen bei GmbHs (über Satzungsformulierungen) sowie insbesondere bei Eigenbetrieben weitgehende Interventionsmöglichkeiten der Trägerkörperschaften.

Angeichts der Bedeutung der Aktiengesellschaften¹ in der deutschen Elektrizitätswirtschaft ist dann jedoch mit den oben beschriebenen Wirkungen der Trennung von Eigentum und Kontrolle bzw. der diskretionären Handlungsspielräume des Managements zu rechnen. Da die EVU aufgrund des umfassenden Gebietsschutzes keinem Wettbewerbsdruck ausgesetzt sind, werden zum einen X-Ineffizienzen bzw. erhöhte Slackpotentiale entstehen, und zum anderen wird es zu Verzerrungen des Innovationsprozesses kommen.

- Slack hat zur Folge, daß die tatsächlichen Durchschnittskosten über den minimal möglichen Durchschnittskosten liegen. Weder die Preisaufsichtsbehörden noch die Kartellämter sind nun in der Lage, eine angemessene Korrektur herbeizuführen, da die zur Bestimmung der Minimalkostenkombination erforderlichen Informationen nicht verfügbar sind; vielmehr würden die Unternehmen erst durch Wettbewerbsdruck gezwungen, Rationalisierungsmöglichkeiten zu entdecken und slack bzw. X-Ineffizienz abzubauen. Die Bestimmung überhöhter Kosten stößt damit auf ganz erhebliche Schwierigkeiten, zumal empirische Kostenuntersuchungen mit aussagefähigen Vergleichswerten kaum existieren. Zieht man hilfsweise und trotz aller methodischer und theoretischer Bedenken² internationale Strompreisuntersuchungen als Vergleichsgrundlage heran, wobei unterstellt wird, daß die Preise sich (im weitesten Sinne) an den zugrunde liegenden Kosten orientieren, so ergibt sich, daß der Durchschnittspreis pro kWh in Deutschland stets zu den international höchsten Preisen gehört³. Das ist - auch unter Berücksichtigung möglicher Unterschiede in der Versorgungsstruktur der einzelnen Länder - zumindest als Hinweis auf überhöhte Kosten zu werten. Auch die großzügige Vergütung, die manche EVU,

1 Die 119 EVU in der Rechtsform einer Aktiengesellschaft hatten 1984 einen Anteil von über 77 % an der gesamten nutzbaren Stromabgabe.

2 Vgl. hierzu unsere Ausführungen im Abschnitt 6.3.

3 Vgl. z.B. H.-J. Schürmann/U. Bohnen/R. Görgen 1983, S. 108 f., VIK-Mitteilungen 1986, S. 15, sowie NUS 1986. Die Werte in den zitierten Preisuntersuchungen wurden durch Umrechnung auf ECU- oder Dollarbasis vergleichbar gemacht.

wie z.B. das RWE, den Vertretern der öffentlichen Anteilseigner für die Mitarbeit in Unternehmensgremien zuerkennen, deutet auf das Vorhandensein von hohem slack hin¹.

- Die Verzerrung des Innovationsprozesses kommt dadurch zustande, daß bei fehlendem Wettbewerbsdruck in managergeleiteten Großunternehmen eher Produktinnovationen durchgeführt werden, da Prozeßinnovationen Slackpotentiale verschieben und verringern können. In der Elektrizitätswirtschaft sind jedoch Produktinnovationen nur in geringem Umfang oder auf indirektem Wege möglich.

Somit ist aber die Durchführung von Prozeßinnovationen für die Unternehmen erforderlich, unter anderem auch, um Kritik von seiten der Öffentlichkeit oder der Politiker an der Monopolstellung zu begegnen. Doch ist zu erwarten, daß die unumgänglichen Verfahrensinnovationen lediglich verzögert realisiert werden, so daß die innovatorische Kompetenz und Flexibilität vorgelagerter Branchen, auf deren Produktinnovationen die Prozeßinnovationen in der Elektrizitätswirtschaft weitgehend beruhen, ebenfalls negativ beeinflusst werden können, sofern die Elektrizitätswirtschaft Hauptabnehmer der dort produzierten Güter ist. Insbesondere im Zusammenhang mit der Einführung emissionsmindernder Anlagen für thermische Kraftwerke kam es zu derartigen Verzögerungen: Während die Maschinen- und Anlagenbau-Industrie bereits moderne, hochwirksame Einrichtungen zur Emissionsbegrenzung entwickelt hatte, wurde von den EVU die Möglichkeit, bestimmte Grenzwerte einzuhalten, aus "technischen Gründen" ausgeschlossen². Zu den Einbußen an Allokations- und X-Effizienz durch überhöhte Kosten kommt in solchen Fällen also noch die Verminderung der Innovationseffizienz im eigenen Markt und in benachbarten Bereichen durch verzögerte Adoption von Neuerungen³.

Die Gründung von externen Forschungsinstitutionen der Elektrizitätswirtschaft zusammen mit Unternehmen vor- und nachgelagerter Industrien allerdings kann sowohl Indiz für die Risikoscheu der Manager und die damit

1 Vgl. Wirtschaftswoche 1985, S. 38.

2 Vgl. ebenda, S. 31.

3 Umgekehrt können innovationsfördernde Einflüsse von benachbarten Branchen auf die Elektrizitätswirtschaft ausgehen. Vgl. S.340 f.

verbundene innovations- und neuerungshemmende Haltung als auch Hinweis auf eine innovationsfördernde Ausnutzung von Verbundvorteilen bei Forschung und Entwicklung sein¹.

(4) Ebenso wie von den soeben behandelten EVU in der Rechtsform der Aktiengesellschaft gehen von den öffentlich-rechtlichen Eigenbetrieben eher negative Wirkungen auf die Innovationseffizienz aus. Die Mehrzahl der (in der Regel kommunalen) Eigenbetriebe weist Merkmale bürokratischer Organisationen auf² und ist somit tendenziell wenig geeignet, auf Veränderungen der aufgrund der Wettbewerbsbeschränkungen ohnehin eher stabilen Umweltsituation adäquat zu reagieren. Da die Eigenbetriebe bei einem verhältnismäßig geringen Anteil an der nutzbaren Stromabgabe die zahlenmäßig stärkste Gruppe von EVU darstellen³, sind Beeinträchtigungen der Innovationseffizienz zu erwarten, selbst wenn weitere innovationshemmende Faktoren nicht vorliegen.

(5) Die in der deutschen Elektrizitätswirtschaft wirksamen Marktschranken bestehen insbesondere im System der privaten Gebietsschutzabreden, das durch die Zulassungskontrolle nach § 5 EnWiG noch ergänzt und verstärkt wird. Daher spielen technologische Markteintrittshindernisse, die beispielsweise in der hohen Kapitalintensität der Elektrizitätsproduktion und insbesondere der -verteilung bestehen, keine entscheidende Rolle, obgleich sie zur Begründung für die Notwendigkeit institutioneller Marktzutrittssperren herangezogen werden⁴.

Unternehmen, die durch Marktschranken vor dem Markteintritt potentieller Konkurrenten geschützt sind, führen üblicherweise Innovationen gar nicht oder nur verzögert durch. In der Elektrizitätswirtschaft werden jedoch korrigierende Einflüsse wirksam: Zum einen besteht angesichts der Infrastrukturfunktion der Branche ein gewisser öffentlicher Druck auf die EVU, innovatorische Kompetenz und Flexibilität unter Beweis zu stellen, und zum anderen geht von den vorgelagerten hochinnovativen

¹ Beispiele für solche Forschungsinstitute sind die Gesellschaft für Hochspannungsforschung oder die Gesellschaft für elektrisch angetriebenen Straßenverkehr. Vgl. G. Kroll et al. 1980, S. 306 ff.

² Vgl. W. Niopek 1986, S. 80.

³ Vgl. unsere Ausführungen auf S. 321.

⁴ Vgl. unsere Ausführungen auf S. 190 f.

Branchen ein Neuerungsdruck aus. Gerade die Elektrotechnische Industrie sowie die Maschinenbaubranche verzeichnen eine überdurchschnittliche Neuerungsaktivität¹, die trotz des umfassenden Konkurrenzausschlusses sowie der weiteren Innovationshemmnisse in der Elektrizitätswirtschaft der Einführung von Prozeßinnovationen eher förderlich ist. Die genannten Industrien sind zudem erheblichem nationalen wie internationalen Wettbewerb ausgesetzt, so daß die Gefahr einer Beeinträchtigung der Innovationseffizienz in den vorgelagerten Bereichen durch die Elektrizitätswirtschaft weniger gegeben ist.

Allerdings gibt es Anhaltspunkte dafür, daß bestimmte EVU versuchen, durch Beteiligungsaktivitäten in vor- bzw. nachgelagerten Branchen den von dort ausgehenden (Innovations-)Druck zu vermindern. So hält z.B. das RWE unter anderem einen Anteil von über 40 % an dem Bauunternehmen Hochtief AG, das offenbar einen großen Teil der von RWE vergebenen Bauaufträge ausführt². An der Elektronikfirma Lahmeyer AG beträgt die Höhe der Beteiligung des RWE sogar 58 %³.

Auch die Durchführung von sogenannten "Demonstrationsinnovationen", die keine echten Neuerungen darstellen, sondern sogar Kostensteigerungen nach sich ziehen, ist für die Elektrizitätswirtschaft nicht auszuschließen. Da die Unternehmen im allgemeinen einen besseren Überblick über den Stand der Technik haben als die Aufsichtsbehörden, ist eine derartige, weder im statischen noch im dynamischen Sinne effiziente Innovationstätigkeit durch die staatliche Investitionskontrolle nicht völlig zu verhindern.

Der "Schnelle Brüter" in Kalkar, der von mehreren EVU unter erheblicher finanzieller Beteiligung der Bundesregierung errichtet wird, könnte z.B. als ein solches Demonstrationsprojekt angesehen werden. Abgesehen von den unzutreffenden Prognosen bezüglich der Zunahme des Stromverbrauchs und der Entwicklung der Primärenergiepreise, die der Planung

1 So stieg z.B. der Index der Arbeitsproduktivität in der Elektrotechnik vom Wert 100 im Jahr 1980 auf den Wert 117,3 im Jahr 1984, während er im Durchschnitt des Verarbeitenden Gewerbes 1984 lediglich 110,3 erreichte. Im Maschinenbau lagen die Aufwendungen für FuE im Jahr 1983 bei 3,3 % vom Umsatz, für das Verarbeitende Gewerbe insgesamt hingegen nur bei 3 % vom Umsatz. Vgl. Statistisches Bundesamt 1985, S. 191, sowie BMFT 1986, S. 276 f.

2 Vgl. Wirtschaftswoche 1985, S. 42. Die Bauwirtschaft ist der Elektrizitätswirtschaft sowohl vor- als auch nachgelagert. Zum einen erstellt sie Kraftwerke und andere Betriebsgebäude für die EVU, und zum anderen errichtet sie Wohnungen und Häuser, deren Isolierung beispielsweise den Strombedarf für Heizzwecke beeinflusst.

3 Vgl. ebenda, S. 31 f.

des Kraftwerks zugrunde lagen, wird diese "Innovation" mit einem Rückstand von etwa zehn Jahren gegenüber anderen Ländern wie z.B. Frankreich realisiert, wo bereits ein kommerzieller Brüter mit der vierfachen Engpaßleistung in Betrieb ist¹. Zudem wird der Schnelle Brüter nach Inbetriebnahme nicht, wie ursprünglich geplant, in der Lage sein, durch die Umwandlung von Uran- 238 in Plutonium- 239 ein Zehntel mehr Brennstoff zu erzeugen, als er verbraucht; vielmehr könnte er lediglich 96 % seines Verbrauchs an Uran reproduzieren². Somit wird das mit der neuen Technologie angestrebte Ziel, Brennstoff zu "erbrüten", nicht erreicht. Überdies erscheint das neue Kraftwerk - selbst unter Berücksichtigung der Tatsache, daß es sich um einen Prototyp handelt - auch unter Kosten Gesichtspunkten als verfehlt: Bei einer Engpaßleistung von 300 MW kostet der Schnelle Brüter über 6,5 Mrd. DM, während die aktuellen Baukosten für einen Leichtwasserreaktor nur 5 Mrd. DM betragen³.

(6) Die staatliche Preisaufsicht über die Tarifabnehmerpreise wirkt annähernd wie eine Rentabilitätsbeschränkung und hat daher zwei Konsequenzen hinsichtlich der Innovationseffizienz: Zum einen werden die aus der Durchführung von Innovationen resultierenden Gewinnmöglichkeiten und damit auch der Anreiz, Neuerungen zu realisieren, begrenzt. Zum anderen präferieren die Unternehmen, sofern sie innovativ tätig sind, solche Neuerungen, die zu einer Erhöhung des Kapitalstocks führen, denn die absolute Höhe des zulässigen Gewinns steigt mit zunehmendem Kapitaleinsatz⁴.

Die technologische Entwicklung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft ist in der Tat von hohem und noch steigendem Kapitaleinsatz gekennzeichnet. Insgesamt investierten die EVU im Jahr 1984 16,7 Mrd. DM, davon 10,95 Mrd. DM in Erzeugungsanlagen. Das bedeutet gegenüber 1974 eine Steigerung um über 71 % und macht die öffentliche Elektrizitätsversorgungswirtschaft zum größten Investor im Produzierenden Gewerbe⁵.

¹ Zu der Verzögerung dürften allerdings auch die mehrfach verschärften staatlichen Sicherheitsanforderungen beigetragen haben. Dagegen ist das gesamte französische Kernenergieprogramm ein Beispiel dafür, wie trotz Wettbewerbsausschlusses und staatlicher Einflußnahme Innovationen realisiert werden können, wenn Neuerungsziele von Unternehmen und Aufsichtsbehörde gleichermaßen verfolgt werden. Vgl. im einzelnen die Ausführungen auf S. 368 f.

² Vgl. H.-U. Jörges 1986.

³ Vgl. ebenda.

⁴ Auch die vorher angewandte Kostenzuschlagsregulierung führte dazu, daß eine Erhöhung des Kapitalstocks eine absolute Gewinnzunahme zur Folge hatte. Vgl. die Ausführungen auf S. 151.

⁵ Vgl. Süddeutsche Zeitung 1985. Die hier genannten und im folgenden verwendeten Zahlen stammen aus VDEW 1985, S. 43.

Während aber die Kapitalintensität im Transport- und Verteilungsbereich seit jeher außerordentlich hohe Werte erreicht und im wesentlichen als technisch bedingt anzusehen ist, stieg der Kapitaleinsatz in der Produktion von Elektrizität im Verlauf der letzten Jahre erheblich an. 1974 entfiel jeweils nahezu die Hälfte der Gesamtinvestitionen auf den Transport- und Verteilungs- bzw. den Erzeugungsbereich, 1984 dagegen umfaßten die Investitionen in Produktionsanlagen bereits das 2,6-fache der Investitionssumme in Fortleitungs- und Verteilungsanlagen. Selbst unter Berücksichtigung der Inflationsrate, der auf der Entwicklung der Primärenergiepreise beruhenden Umstrukturierung der Kraftwerksparks sowie der verschärften Umweltschutzanforderungen besteht Anlaß zu der Vermutung, daß der erheblich angestiegene Kapitaleinsatz bei der Stromproduktion und daraus resultierend die Zunahme des Gesamtkapitaleinsatzes in den drei Bereichen Produktion, Transport und Verteilung, auch auf den Einfluß der Preisaufsicht zurückzuführen ist.

Eine Bestätigung erfährt diese Schlußfolgerung durch die Tatsache, daß einzelne EVU sehr hohe Gewinne erzielen. So nahm z.B. das RWE im Jahr 1985 Rang neun unter den gewinnstärksten Unternehmen der Bundesrepublik ein¹.

(7) Bei gemischt-öffentlichen Unternehmen mit anderen Rechtsformen als der AG sowie bei öffentlichen Eigenbetrieben wird die innovatorische Kompetenz und Flexibilität durch die Schwerfälligkeit von Entscheidungsprozessen in den Behörden oder Parlamenten der Träger-Körperschaften und durch direkte Eingriffe der Muttergemeinwesen in die Unternehmenspolitik beeinträchtigt. Die negative Wirkung dieser Interventionen wird verstärkt durch die jeweils nur vierjährige Amtsperiode der Gemeinderäte; denn sofern die Mehrheitsverhältnisse im Gemeinderat nach Kommunalwahlen wechseln und damit auch andere Elektrizitätswirtschaftspolitische Zielvorstellungen der Mandatsträger zum Tragen kommen, wird die Realisierung langfristig angelegter Innovationsstrategien erheblich beeinträchtigt oder völlig unterbunden.

¹ Vgl. Wirtschaftswoche 1985, S. 30. Einen erheblichen Beitrag zum Unternehmensgewinn leisten die Erträge aus 170 Industriebeteiligungen, die wiederum in früheren Jahren als Anlage der Überschüsse aus dem Stromverkauf eingegangen worden sind. Vgl. ebenda, S. 41.

Als beispielhaft für diesen Fall sind die Stadtwerke München zu nennen, die zur Sicherung der Stromversorgung sowie aus Kostengründen eine Beteiligung am Kernkraftwerk Ohu II eingegangen waren. Der mittlerweile anders zusammengesetzte Stadtrat erwägt nunmehr eine Aufgabe der Beteiligung. Dadurch würden aber nicht nur hohe Kosten für die Zahlung von Konventionalstrafen sowie für den Bau eines neuen, eigenen Kraftwerks mit höheren Erzeugungskosten als im Kernkraftwerk entstehen; vielmehr sind auch demotivierende Wirkungen auf die Werkleitung zu erwarten. Soweit das Management eines EVU damit rechnen muß, daß getroffene Innovationsentscheidungen nach einer Wahl erhebliche Kritik der Trägerkörperschaft auslösen oder sogar wieder aufgehoben werden, können Verzögerungen der Innovationsdurchführung oder Kompromißlösungen, also die Vermeidung origineller bzw. risikoreicher Neuerungen, die Folge sein.

Schließlich ist wiederum darauf hinzuweisen, daß die öffentlichen EVU ebenso wie die gesamte Elektrizitätswirtschaft staatlicher Regulierung unterliegen und in Bereichen ohne Wettbewerbsdruck tätig sind. Die Anreize zur Durchführung von Innovationen sind also ohnehin schwach; durch die spezifischen Gegebenheiten öffentlicher EVU wird die Innovations-effizienz weiter beeinträchtigt.

(8) Grundsätzlich wird die Koordinationsstruktur einer Wirtschaft bestimmt von der Relation der Kosten unterschiedlicher Koordinationsinstitutionen. Insbesondere handelt es sich dabei um das Verhältnis zwischen Transaktions- und Organisationskosten, also um die relative Leistungsfähigkeit der beiden Koordinationsformen Markt und Hierarchie (Unternehmen). Eine aus diesen beiden Koordinationsinstitutionen zusammengesetzte Koordinationsstruktur ist dann statisch effizient, wenn die marginalen Organisationskosten und die marginalen Transaktionskosten gleich hoch sind.

Sieht man, im Anschluß an Williamson, die Merkmale der Transaktionen als bestimmend für die Höhe der Koordinationskosten an¹, so sind für die Elektrizitätswirtschaft die folgenden Überlegungen maßgebend: Die Transaktionen, z.B. zwischen Produzenten und Weiterverteilern von Strom, sind aufgrund der Eigenarten von Elektrizität kontinuierlich abzuwickeln und erfordern hohe transaktionsspezifische Investitionen (z.B. Leitungsnetze). Somit kann die Stromversorgung nur durch den Abschluß langfristiger Verträge gesichert werden, die mit hohen Verhandlungs-, Kontroll- und Anpassungskosten verbunden sind. Das heißt aber, daß eine Koordination der elektrizitätswirtschaftlichen Transaktionen innerhalb von Hierarchien zu niedrigeren Kosten führt als die Koordination über Märkte.

Betrachtet man nun die Koordinationsstruktur der deutschen Elektrizitätswirtschaft, so bestehen einerseits große, vertikal integrierte Versorgungsunternehmen; andererseits gibt es zahlreiche selbständige EVU, insbesondere auf den Stufen Erzeugung und Distribution. Ein erheblicher Teil der elektrizitätswirtschaftlichen Transaktionen wird also innerhalb von Unternehmen koordiniert, während ein anderer Teil über Märkte abgewickelt wird.

Grundsätzlich ist diese Koordinationsstruktur sowie der vorangegangene Entwicklungsprozeß mit den genannten theoretischen Überlegungen zu begründen. In den zwanziger Jahren dieses Jahrhunderts wandelten sich aufgrund technischer Neuerungen (z.B. Möglichkeiten des Ferntransports von Strom) sowie wachsender Nachfrage nach Elektrizität die Koordinationsanfordernisse ganz erheblich. Ein Konzentrationsprozeß begann und setzte sich bis nach 1960 fort, so daß im Lauf der Zeit in der Elektrizitätswirtschaft immer mehr Transaktionen innerhalb von Unternehmen koordiniert wurden². Sicherlich wurde so eine erhebliche Verminderung der Koordinationskosten gegenüber der Koordination allein auf Märkten erreicht.

1 Vgl. die Ausführungen auf S. 177 f.

2 Vgl. hierzu H. Gröner 1975, S. 51 ff., sowie W. Mönig et al. 1977, S. 380 ff.

Allerdings ist zu berücksichtigen, daß diese Entwicklung fast von Anfang an vor dem Hintergrund eines umfassenden Systems von Gebietsschutzverträgen ablief. Das heißt, daß der Ausleseprozeß zwischen den Koordinationsinstitutionen Markt und Unternehmung sowie zwischen einzelnen Unternehmen durch Wettbewerbsbeschränkungen beeinträchtigt war. Selbst wenn also die bestehende Koordinationsstruktur insoweit (statisch) effizient ist, als die marginalen Transaktionskosten unter den gegebenen Bedingungen gleich den marginalen Organisationskosten sind¹, ist die dynamische Effizienz der Koordinationsstruktur durch die privaten, staatlich sanktionierten Gebietsschutzverträge (sowie die staatliche Marktzutrittsregulierung) herabgesetzt.

Für die Vermutung, daß die bestehende Koordinationsstruktur in dynamischer Sicht nicht effizient ist, gibt es noch weitere Anhaltspunkte. So sind die historisch entstandenen, geschlossenen Versorgungsgebiete der einzelnen EVU bis auf wenige Ausnahmen seit dem Ende der Konzentrationswelle in den sechziger Jahren unverändert geblieben, obgleich sowohl auf der Anbieterseite² als auch auf der Nachfrageseite³ ganz erhebliche Veränderungen der Versorgungsbedingungen zu verzeichnen waren.⁴ Ferner treten, wie oben erörtert, fühlbare Funktionsstörungen in der Form verfehlter Tarifstrukturen und überhöhter Kosten der Versorgung auf. Diese Koordinationsmängel wirken sich auf die Allokationseffizienz ebenso nachteilig aus wie auf die Innovationseffizienz, führen jedoch aufgrund fehlenden Wettbewerbs nicht zur Selektion der mangelhaften (in-

1 Da die Höhe von Transaktions- und Organisationskosten empirisch kaum meßbar ist, ist die Bestimmung statischer Koordinationseffizienz außerordentlich schwierig. Vgl. auch H. Leopold 1985, S. 43.

2 Z.B. Anstieg der durchschnittlichen Erzeugungskapazität der Kernkraftwerke von 343 MW auf über 1000 MW. Vgl. N. Eickhof 1986, Kap. III.

3 Z.B. Zunahme des durchschnittlichen Stromverbrauchs pro Einwohner von 2084 kWh in 1960 auf 5780 kWh in 1980. Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft 1960, S. 34, sowie dass. 1980, S. 19.

4 Die Errichtung von Gemeinschaftskraftwerken stellt allerdings eine Möglichkeit der Weiterentwicklung der Koordinationsstruktur dar, die von den EVU in zunehmendem Maß genutzt wird.

effizienten) Koordinationsinstitutionen¹.

Zusammenfassend ergibt sich also ein eher ungünstiges Bild hinsichtlich der Innovationseffizienz sowie der Koordinationseffizienz in der deutschen Elektrizitätswirtschaft.

Allein die Betrachtung der Unternehmensgrößenstruktur erbrachte keinen Hinweis auf eine Beeinträchtigung der innovativen Kompetenz und Flexibilität der EVU. Dagegen wurde gezeigt, daß von der Trennung zwischen Eigentum und Kontrolle in den Aktiengesellschaften angesichts fehlenden Wettbewerbsdrucks ebenso negative Wirkungen auf die Innovationseffizienz ausgehen wie von öffentlichem Eigentum an EVU und von deren Organisationsaufbau.

Konstituierendes Merkmal der Ordnung der deutschen Elektrizitätswirtschaft und damit hauptsächlicher Bestimmungsfaktor der Innovationseffizienz wie der Koordinationseffizienz sind allerdings die institutionellen Marktschranken, die durch das System der privatrechtlichen Gebietschutzverträge in Verbindung mit der staatlichen Zulassungskontrolle gebildet werden. Damit wird jeglicher Wettbewerb in den Versorgungsgebieten ausgeschlossen, so daß die unternehmensinternen innovationshemmenden Faktoren nicht durch unternehmensexternen Wettbewerbsdruck kompensiert werden. Allenfalls innovative, der Elektrizitätswirtschaft vor- und nachgelagerte Branchen sowie politischer bzw. öffentlicher Druck üben einen

1 Eine Behebung der Koordinationsmängel könnte zwar u.U. mittels der speziellen Mißbrauchsaufsicht sowie der Befristung der Freistellung der Gebietsschutzverträge von den kartellrechtlichen Verboten erreicht werden. Allerdings wurden die Möglichkeiten der Mißbrauchsaufsicht nach § 103 GWB, die Koordinationsstruktur wenigstens durch die Beanstandung der Größe bestimmter Versorgungsgebiete zu beeinflussen, bisher nicht genutzt. Und der im Rahmen der Preismißbrauchsaufsicht grundsätzlich mögliche Leistungsvergleich zwischen verschiedenen EVU, der mindestens zu einem beschränkten Ausleseprozeß zwischen den einzelnen Unternehmen beitragen könnte, ist aufgrund der konkreten Ausgestaltung (kombinierter Preis- und Strukturvergleich) kaum geeignet, die Koordinationsstruktur effizienter zu gestalten. Dagegen können die Elemente eines Wettbewerbs um die Versorgung, die durch die Regelung des § 103 GWB eingeführt wurden, nach und nach zu Anpassungen der Koordinationsstruktur führen, wobei jedoch die sich aus der Handhabung dieser Vorschrift ergebenden Auswirkungen derzeit noch nicht abzusehen sind.

korrigierenden Einfluß auf die Innovationsaktivitäten der EVU aus, was jedoch auch dazu führen kann, daß anstelle echter Neuerungen Demonstrativinnovationen realisiert werden.

Auch die Preisaufsicht im Tarifabnehmerbereich wirkt hier nicht als Korrektiv; sie ist zum einen nicht in der Lage, überhöhte Kosten, d.h. Einbußen an Allokations- und X-Effizienz, festzustellen und induziert zum anderen selbst Verluste an Innovationseffizienz.

Schließlich besteht Grund zu der Annahme, daß dynamische Koordinations-effizienz in der deutschen Elektrizitätswirtschaft ebenfalls nicht gegeben ist.

Betrachtet man nun die französische Elektrizitätswirtschaft unter denselben Kriterien, so ergeben sich im Vergleich mit Deutschland, trotz einiger Übereinstimmungen hinsichtlich der Beurteilung der dynamischen Effizienz, in mehreren Punkten abweichende Ergebnisse.

11. Kapitel: Dynamische Effizienz der französischen Elektrizitätswirtschaft

Die französische Elektrizitätswirtschaft ist, wie bereits deutlich wurde, vor dem Hintergrund einer Wirtschaftsordnung zu sehen, die sich im Vergleich zur Bundesrepublik Deutschland weniger am Leitbild einer wettbewerblichen Marktwirtschaft orientiert, sondern einer gewissen zentralen Wirtschaftslenkung unterliegt. Diese manifestiert sich in der "Planification" und verbindet marktwirtschaftliche und dirigistische Elemente¹. Das Verhältnis zwischen wettbewerbs- und lenkungswirtschaftlichen Komponenten des Systems unterliegt - in Abhängigkeit vom wirtschaftspolitischen Kurs der jeweils regierenden Partei bzw. Koalition - Veränderungen im Zeitablauf². Ferner sind die einzelnen Sektoren der Wirtschaft in unterschiedlichem Maß betroffen.

In der Energiewirtschaft allgemein und daher auch in der Elektrizitätswirtschaft besteht allerdings ein erhebliches Übergewicht der dirigistischen Einflüsse, wie im folgenden deutlich wird.

1 Vgl. statt vieler U. Bohnen 1983, S. 3 f.

2 Derzeit wird von der französischen Regierung eine stärker marktwirtschaftlich orientierte Wirtschaftspolitik verfolgt.

11.1 Die Markt- und Unternehmensstruktur

Bei der Nationalisierung der französischen Elektrizitätswirtschaft im Jahr 1946 waren sowohl im Erzeugungs- als auch im Verteilungsbereich Ausnahmen von der Verstaatlichung vorgesehen, während auf der Transmissionsstufe der öffentlichen Körperschaft EdF eine Monopolstellung zuerkannt wurde¹.

Allerdings spielen die nicht zu EdF gehörenden EVU lediglich eine unbedeutende Rolle². Nur die Compagnie Nationale du Rhône stellt einen Sonderfall dar: Sie betreibt die Wasserkraftwerke im gesamten Rhônegebiet und sollte gemäß Artikel 41 des Nationalisierungsgesetzes alsbald aufgelöst werden. Doch blieb die Gesellschaft aus politischen Erwägungen bestehen, wobei aber durch Lieferverträge eine enge Bindung an EdF erfolgte.

Angesichts der überragenden, nahezu monopolistischen Stellung der EdF in der französischen Elektrizitätswirtschaft erscheint es zulässig, in den weiteren Ausführungen allein das nationalisierte EVU zu berücksichtigen.

Die interne Unternehmensstruktur der EdF entspricht der der anderen großen öffentlichen Unternehmen in Frankreich³ und ist stark zentralisiert. An der Spitze des Unternehmens stehen zwei Organe, der Verwaltungsrat und die Generaldirektion⁴.

1 Vgl. S. 267 in dieser Arbeit.

2 Nur 4 % der Stromverteilung und 15 % der Stromproduktion werden nicht von EdF durchgeführt. Vgl. Documentation Française 1981, S. 19.

3 Beispielsweise Gaz de France (GDF), Charbonnages de France (CDF), Régie Autonome des Transports Parisiens (RATP), SNCF.

4 Vgl. zum folgenden insb. N.J.D. Lucas 1979, S. 96 ff., sowie Documentation Française 1981, S. 27 ff.

(1) Der Verwaltungsrat (Conseil d'Administration) bestand in den Jahren nach der Nationalisierung aus 18 Mitgliedern, wobei eine Drittelparität zwischen Regierung, Arbeitnehmern und Verbrauchern gegeben war. Darin kam die mit der Nationalisierung zunächst verbundene programmatische Absicht, alle betroffenen Gruppen an der Führung des Unternehmens zu beteiligen, zum Ausdruck¹. Allerdings wurden bereits im Jahr 1953 die Verbraucher als die am wenigsten homogene und organisierte Gruppe durch "unabhängige Fachleute" ersetzt und die Gesamtzahl der Ratsmitglieder auf 15 reduziert.

Die aktuelle Zusammensetzung des Verwaltungsrates stellt sich wie folgt dar: Fünf Arbeitnehmervertreter werden von den verschiedenen Gewerkschaften entsprechend deren Mitgliederanteil an den Beschäftigten der EdF entsandt. Mindestens zwei der unabhängigen Fachleute sind Vertreter der noch immer bestehenden lokalen Verteilerunternehmen; hinzu kommen (maximal) drei hochrangige Industrievertreter. Von den Regierungsvertretern stammen zwei aus dem Industrieministerium, zwei aus dem Finanzministerium und einer aus dem Landwirtschaftsministerium. Dabei wird das Finanzministerium traditionsgemäß durch höchstrangige Ministerialbeamte ("Chef de Service à la Direction du Trésor" und "Directeur du Budget") repräsentiert, während das Industrieministerium im allgemeinen lediglich durch Abteilungsleiter ("Ingénieur général des Finances") vertreten wird². Aus der Gruppe der Regierungsvertreter wird durch Beschluß des Ministerrats der Präsident des Verwaltungsrats bestimmt.

Die Aufgaben des Verwaltungsrats sind im Gesetz nicht genau spezifiziert, sondern haben sich durch Gewohnheitsrecht herausgebildet. Er legt in seinen einmal monatlich stattfindenden Sitzungen - unter Beachtung der von der Regierung vorgegebenen Richtlinien - die allgemeine Geschäftspolitik der EdF fest und beschließt bestimmte Maßnahmen, beispielsweise die Aufnahme von Darlehen oder die Ausführung von Investitionsvorhaben ab einem festgelegten Mindestbetrag.

1 In der ursprünglichen Zusammensetzung des Verwaltungsrats könnte man auch ein Abbild des Unternehmens als Koalition unterschiedlicher Gruppen von Akteuren sehen. Vgl. unsere Ausführungen auf S. 125 f.

2 Vgl. N.J.D. Lucas 1979, S. 96 f.

Der tatsächliche Einfluß des Verwaltungsrates ist allerdings verhältnismäßig gering. Denn zum einen sind alle Vorhaben des Unternehmens ab einer bestimmten Größenordnung der Genehmigungspflicht des Industrie- und/oder Finanzministeriums unterstellt, welche durch Entscheidungen des Verwaltungsrats nicht ersetzt werden kann. De facto übernimmt der Verwaltungsrat die Vorlagen, die von der Generaldirektion den Ministerien zur Genehmigung unterbreitet werden¹.

Zum anderen obliegt die Betriebsführung weitgehend der Generaldirektion, die direkt mit den zuständigen Ministerialabteilungen verhandelt, ohne den Verwaltungsrat in den Entscheidungsprozeß einzubeziehen. Somit hat der Conseil d'Administration primär die Funktion einer Informationsplattform ohne tatsächliche Exekutivbefugnisse². Der Präsident ist jedoch zumindest theoretisch in einer starken Position, und es hängt überwiegend von seiner Persönlichkeit ab, inwieweit er die Geschäftsführung aktiv beeinflusst.

(2) Dagegen obliegt der Generaldirektion (Direction Générale) die Verantwortung für die technische, administrative und finanzielle Geschäftsführung. Der Generaldirektor, der auch beratendes Mitglied im Verwaltungsrat ist, wird auf Vorschlag des Verwaltungsrates sowie des Industrieministeriums vom Ministerrat ernannt. Ihm unterstehen acht Hauptabteilungen, die jeweils von einem Direktor geleitet werden, sowie zahlreiche Stabsabteilungen, deren Tätigkeiten durch zwei weitere Direktoren koordiniert werden (vgl. Abb. 11.1)³.

Die acht Hauptabteilungen sind ihrerseits wiederum nach im allgemeinen funktionalen Kriterien in Abteilungen gegliedert, wobei insbesondere die Direktion für Produktion und Transport sowie die Direktion für Verteilung regionale, dezentralisierte Organisationen aufweisen⁴.

1 Vgl. ebenda, S. 97.

2 Vgl. ebenda, S. 98.

3 Stabsabteilungen sind eingerichtet für Interne Revision und Controlling (Inspection Générale). Ferner sind der Generaldirektion beratende Ausschüsse für juristische, medizinische, außenwirtschaftliche und weitere spezielle Fragestellungen zugeordnet (Comités Consultatifs).

4 Vgl. im einzelnen Documentation Française 1981, S. 37 ff.

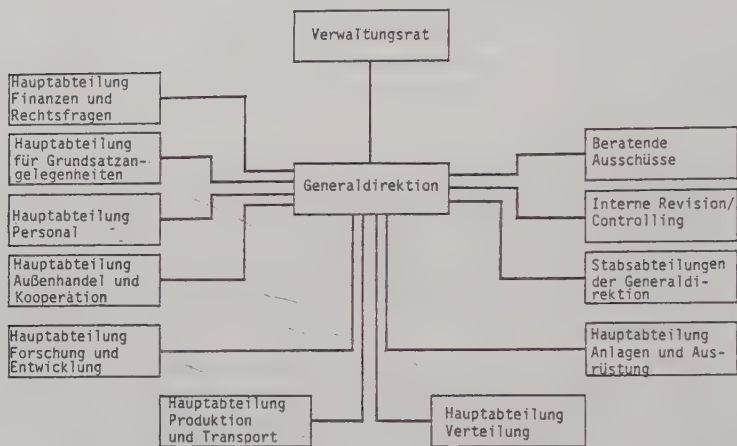
Von erheblicher Bedeutung ist das Verhältnis zwischen Präsident und Generaldirektor. Da der letztgenannte wesentlich stärker in die Unternehmensführung eingebunden ist, verfügt er über einen Informationsvorsprung und hat insgesamt gesehen die stärkere Position inne. Für die Stellung von EdF gegenüber der Öffentlichkeit und insbesondere den Aufsichtsbehörden ist es aber wichtig, daß Präsident und Generaldirektor in den relevanten Fragen der Geschäftsführung und -politik übereinstimmen¹.

Verschiedene Zielsetzungen von Verwaltungsrat und Generaldirektion ergeben sich jedoch allein schon aus der Tatsache, daß die Mitglieder des erstgenannten Gremiums von der Regierung ernannt werden, während im zweiten Fall lediglich der Vorsitzende durch den Ministerrat bestätigt wird. Damit ist anzunehmen, daß die Verwaltungsräte den Zielen der Regierung bzw. der entsendenden Fachministerien nahestehen. Dagegen ist der Geschäftsführung der EdF in der Regel stärker daran gelegen, allein die Interessen des Unternehmens sowie die damit eng verbundenen eigenen Zielsetzungen zu vertreten, wobei Unternehmens- und Regierungsziele in zahlreichen Fällen nicht deckungsgleich sind².

1 Vgl. N.J.D. Lucas 1979, S. 98 f.

2 Vgl. U. Bohnen 1983, S. 124.

Abb. 11.1: Organisationsstruktur der Electricité de France



Quelle: Documentation Française 1981, S. 28.

Da das Verhältnis zwischen der Geschäftsführung der EdF und der Regierung sowie die direkten Eingriffe der Exekutive in die Geschäftspolitik des EVU die Innovationseffizienz in der französischen Elektrizitätswirtschaft erheblich beeinflussen, werden die vielfältigen Möglichkeiten des Staates, Einfluß auf EdF auszuüben, im folgenden Abschnitt kurz dargestellt.

11.2 Die staatliche Einflußnahme

Grundsätzlich wird der staatliche Einfluß auf EdF auf mehreren Ebenen wirksam (vgl. Abb. 11.2): Zum einen obliegt - wie soeben geschildert - die Besetzung wichtiger Positionen dem Ministerrat, zum zweiten unterliegt EdF der Fach- und Finanzaufsicht verschiedener Ministerien, und zum dritten sind alle Veränderungen der Stromabgabepreise genehmigungspflichtig.

11.2.1 Die Fach-, Finanz- und Parallelaufsicht

(1) Im Rahmen der Fachaufsicht ("tutelle technique et administrative") durch das Industrieministerium werden alle Unternehmensentscheidungen, die das Finanz- und Rechnungswesen sowie die Investitionen berühren, einer Genehmigungspflicht unterstellt. Dazu kommt die Möglichkeit, durch Rahmenvorschriften auch auf die mittel- und langfristige Geschäftspolitik Einfluß zu nehmen. Ferner wird als Verbindungsglied zwischen EdF und Industrieministerium ein Regierungskommissar eingesetzt, der an Sitzungen des Verwaltungsrats und anderer unternehmensinterner Institutionen teilnimmt und zahlreiche (passive) Informations- und Einsichtsrechte hat¹.

¹ Vgl. hierzu und zum folgenden insb. H.D. Jarass 1981, S. 414 ff.

Dabei handelt es sich um den "Directeur de l'Electricité, du Gaz et du Charbon", der im Industrieministerium die Zuständigkeit für den gesamten verstaatlichten Energiesektor besitzt¹. Seine Rolle unterscheidet sich erheblich von der des vom Finanzministerium delegierten Staatskontrolleurs (vgl. unten): Traditionell nimmt nämlich das Industrieministerium eher die Rolle eines "Förderers" oder Beschützers der EdF ein, so daß der Regierungskommissar nicht in dem Maße als Kontrollinstanz agiert wie der Staatskontrolleur. Die Fachaufsicht durch das Industrieministerium ist von daher mit der deutschen Fachaufsicht vergleichbar, bei der ebenfalls die Tendenz besteht, sich quasi zum Anwalt der Branche zu machen, die eigentlich beaufsichtigt werden soll².

1 Ihm zur Seite steht derzeit der "Directeur des Industries Métalliques et Electriques" aus dem Industrieministerium, wodurch die erhebliche Interdependenz und Verflechtung von Elektrizitätswirtschaft und Maschinen- und Anlagenbau sowie Elektrotechnischer Industrie berücksichtigt wird.

2 Diese Entwicklung wird empirisch durch die sog. Capture-Theory belegt, die nachweist, daß nahezu jede regulierende bzw. branchenaufsichtsführende Behörde von der zu kontrollierenden Industrie dazu gebracht wird, die Brancheninteressen zu vertreten. Vgl. E. Kaufer 1980, S. 397 f.

(2) Die Wirtschafts- und Finanzaufsicht ("tutelle économique et financière") durch das Wirtschafts- bzw. Finanzministerium erfolgt parallel zur Fachaufsicht und überschneidet sich auf vielen Gebieten, z.B. bezüglich der Investitionsplanung, mit dieser. Auch das Finanzministerium entsendet einen Beauftragten, den sogenannten Staatskontrollleur, in das Unternehmen, der kontinuierlich die gesamte Entwicklung des Unternehmens beobachtend begleitet und umfassende (aktive) Informationsrechte hat¹. Er ist im Verwaltungsrat redeberechtigtes Mitglied und kann gegen bestimmte Beschlüsse ein aufschiebendes Veto einlegen. Auf der anderen Seite hat er der Unternehmensführung die Haltung des Finanzministeriums zu geplanten Vorhaben oder bestimmten Maßnahmen der Geschäftspolitik nahezubringen.

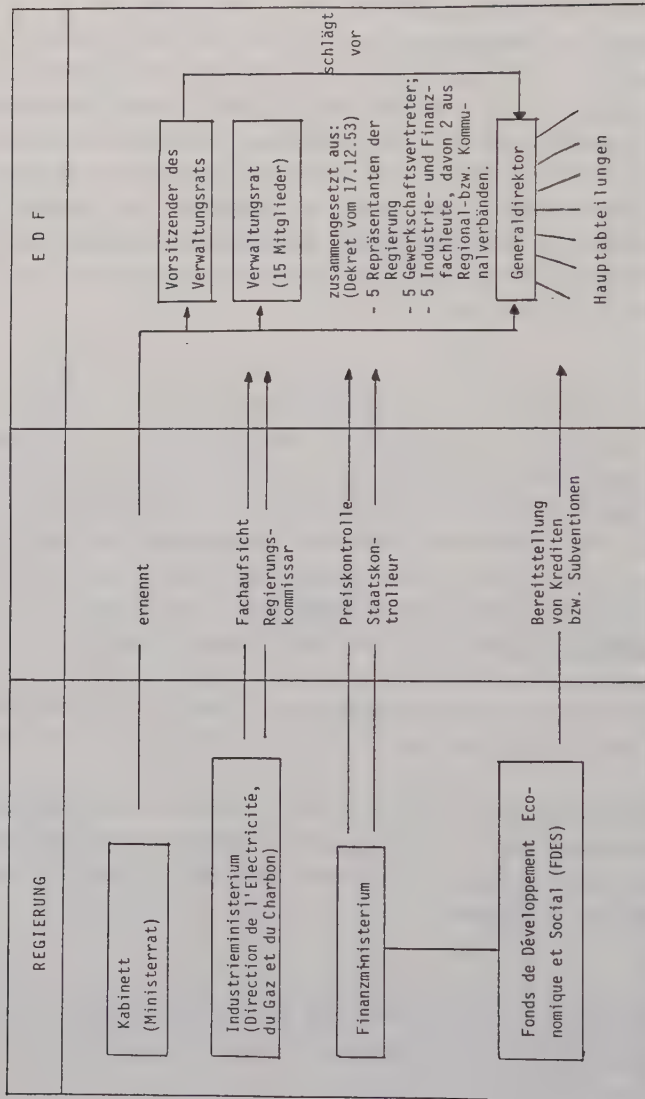
(3) Daneben treten weitere Kontrollmöglichkeiten staatlicher Instanzen, die als Parallelaufsicht bezeichnet werden und vor allem auf das Finanz- und Rechnungswesen abheben². Öffentliche Kredite und Subventionen werden zum Beispiel über den Fonds für wirtschaftliche und soziale Entwicklung (FDES) bereitgestellt, eine interministerielle Institution, die alle Finanzierungsprogramme überprüft. Und eine nachträgliche Kontrolle der Geschäftsführung sowie des Rechnungswesens wird vom Rechnungshof kontinuierlich durchgeführt. Diese Formen der Ex- ante- und Ex-post-Kontrolle stellen zwar keine direkten Eingriffe in die Unternehmenspolitik dar. Doch wird der FDES vom Finanzministerium geführt und kontrolliert, so daß letzteres auch auf diesem Weg die Geschäftspolitik indirekt über die Bewilligung von Fremdmitteln beeinflussen kann.

Zusätzlich zu den hier genannten Aufsichtsbefugnissen verfügt das Finanzministerium über weitere Instrumente zur Einflußnahme auf die Geschäftspolitik der EdF; von besonderer Bedeutung ist dabei die Genehmigung von Tarifänderungen.

1 Vgl. N.J.D. Lucas 1979, S. 99: "The principle is essentially that of a ubiquitous watchdog".

2 Vgl. H.D. Jarass 1981, S. 418 ff.

Abb. 11.2: EdF und der Einfluß des Staates



Quelle: U. Bohnen 1983.

11.2.2 Die Preiskontrolle durch das Finanzministerium

Jede Tarifänderung, die EdF vornehmen möchte, muß durch das Finanzministerium genehmigt werden. Da letzteres hinsichtlich der Genehmigungspraxis an keinerlei gesetzliche Vorschriften gebunden ist, sind Konflikte zwischen Unternehmen und Ministerium vorprogrammiert. Denn das der EdF - neben der Befriedigung des Strombedarfs zu den geringstmöglichen Kosten - vorgegebene Ziel der Kostendeckung kann nur dann erreicht werden, wenn durch Kostensteigerungen begründete Anträge auf Tarifierhöhungen auch genehmigt werden. Das Finanzministerium verfolgt jedoch mit seiner Preispolitik vor allem stabilitäts- und sozialpolitische Ziele¹. Man hat hier beispielsweise die Vorstellung, durch niedrige Strompreise die Wettbewerbsfähigkeit der französischen Industrie gegenüber dem Ausland erhöhen und damit Arbeitsplätze sichern zu können. Ferner sollte mit der Niedrigpreispolitik im öffentlichen Sektor die Inflationsrate positiv beeinflußt werden.

Damit hängen aber auch die Finanz- und Ertragslage der EdF unmittelbar von den Entscheidungen staatlicher Stellen ab. Die Finanzierungsmöglichkeiten für neue Anlageinvestitionen bei EdF wurden durch die Niedrigpreispolitik stark eingeschränkt; es entstanden hohe Betriebsverluste, so daß EdF häufig auf Mittelzuweisungen aus dem Staatshaushalt angewiesen war, womit sich die Abhängigkeit von der Regierung noch verstärkte und deren Interventionsmöglichkeiten zunahmen². Generell gilt wohl, daß "die Mittel staatlicher Einflußnahme weniger greifen, wenn das Unternehmen finanziell in gutem Zustand ist. Umgekehrt lassen finanzielle Schwierigkeiten staatliche Einwirkungen intensiver werden".³ Doch sind die "finanziellen Schwierigkeiten" nicht unabhängig von den staatlichen Einwirkungen. Die staatliche Kontrolle schafft sich somit ihre Daseinsberechtigung zum Teil durch ihre Tätigkeit selbst⁴.

1 Vgl. U. Bohnen 1983, S. 116, sowie H.-J. Schürmann/U. Bohnen/R. Görger 1983, S. 106.

2 Vgl. auch N.J.D. Lucas 1979, S. 56.

3 H.D. Jarass 1981, S. 408.

4 Vgl. H. Schütz 1971, S. 178.

Lediglich im Zeitraum von 1971 bis 1973 konnten die nachhaltigen Defizite des Unternehmens zurückgeführt werden. In dieser Zeit wurde im Rahmen eines sogenannten Programmvertrages (Contrat de Programme) zwischen EdF und Regierung eine exakte Abgrenzung der Kompetenzverteilung zwischen Unternehmensführung, Fachaufsicht und Finanzaufsicht vereinbart; gleichzeitig sollte eine weitgehende Unabhängigkeit der EdF von staatlichen Mittelzuführungen durch eine an betriebswirtschaftlichen Kriterien orientierte Geschäftspolitik erreicht werden¹.

Mit der Ölkrise von Ende 1973 und den nachfolgenden Steigerungen der Primärenergiepreise wurden aber alle wirtschaftspolitischen Planungen und Prognosen gegenstandslos. Die Regierung kehrte zu einer Niedrigpreispolitik zurück, ohne jedoch auch die Mittelzuführungen an EdF in entsprechendem Maß wieder aufzunehmen.

Damit wurde das annähernd erreichte finanzielle Gleichgewicht tiefgreifend gestört, und EdF mußte sich auf dem Kapitalmarkt verschulden, um die gerade in der Mitte der 70er Jahre besonders hohen Investitionen in den Bau von Kernkraftwerken finanzieren zu können.

Mit dieser von EdF nicht gewünschten Entwicklung² wuchs auch die Abhängigkeit vom Finanzministerium wieder an, das seine Kontrolltätigkeit verstärkte und nahezu den gleichen Einfluß gewann wie vor Abschluß des Programmvertrags. Dieser wurde nach seinem Auslaufen Ende 1975 nicht verlängert. In der offiziellen Begründung wurde angeführt, daß in der schwierigen gesamtwirtschaftlichen Lage eine quantifizierte mittelfristige Planung nicht mehr sinnvoll sei³. Eine nicht unerhebliche

1 Die Defizite der EdF wurden bis 1971 insb. durch Kredite des FDES gedeckt, wobei mehrfach eine Umwandlung in Eigenkapital erfolgte. Vgl. zur Entwicklung der finanziellen Situation der EdF die Darstellungen bei N.J.D. Lucas 1979, S. 56 ff., sowie U. Bohnen 1983, S. 128 f. Gegen die Vielfalt und insb. die Unkoordiniertheit der Eingriffe in die Geschäftspolitik kam aus der EdF selbst von jeher Widerstand; doch erst, als der sog. "Rapport Nora", eine umfassende Untersuchung der öffentlichen Unternehmen in Frankreich durch eine unabhängige Kommission, Schwachstellen des Verhältnisses von Staat und öffentlichen Unternehmen deutlich aufzeigte und Reformvorschläge unterbreitete, wurden Veränderungen eingeführt. Unter anderem wurden in dem Bericht die unklare Kompetenzverteilung, die verfehlte Niedrigpreispolitik sowie die zu geringe Investitionstätigkeit aufgrund fehlender Finanzmittel gerügt.

2 Vgl. U. Bohnen 1983, S. 130.

3 Vgl. Documentation Française 1981, S. 26.

Rolle dürfte jedoch auch die Tatsache gespielt haben, daß das Finanzministerium bzw. allgemein "der Staat" nicht bereit war, auf seine direkten Interventionsmöglichkeiten in das Unternehmen zu verzichten¹.

11.2.3 Zwischenergebnis

Insgesamt gesehen verfügt also das Finanzministerium als Aufsichtsbehörde über weitestgehende Kompetenzen und Eingriffsbefugnisse in die Unternehmensführung der EdF. Sie reichen von der Genehmigung von Tarifierhöhungen und der Gewährung von Darlehen bis zur Festsetzung der Personalgehälter und Entscheidung über Marketingstrategien².

Trotz der gesetzlich festgelegten wirtschaftlichen und finanziellen Autonomie der EdF besteht damit eine erhebliche Abhängigkeit der Ertragslage und der Investitionsmöglichkeiten von unternehmens-externen Entscheidungsträgern. Zusammen mit der unzureichenden Abgrenzung der Verantwortlichkeiten zwischen dem Unternehmen und den verschiedenen staatlichen Institutionen ergeben sich so negative Auswirkungen auf die unternehmensinternen Entscheidungsprozesse sowie auf die Eigeninitiative und Dynamik der Unternehmensführung.

Somit weicht das Verhältnis von Elektrizitätswirtschaft und Staat in Frankreich signifikant von dem in Deutschland ab. Entsprechend der zentralistischen Struktur des Landes ist die Elektrizitätsversorgung zentralisiert und wird (mit geringfügigen Ausnahmen) von einem einzigen öffentlich-rechtlichen Unternehmen durchgeführt. Der Staat greift, überwiegend durch das Finanzministerium, in die Geschäftspolitik direkt ein und entscheidet zum Teil selbst über Preise und Investitionen. Eine Parallele zur deutschen Mißbrauchsaufsicht, die an wettbewerbspolitischen Kriterien orientiert ist, besteht nicht, und die Möglichkeit von Wettbewerb in der oder um die Elektrizitätswirtschaft wird nicht in Betracht gezogen.

1 Vgl. N.J.D. Lucas 1979, S. 25 f., 134 ff.

2 Vgl. ebenda.

Durch den starken Einfluß der Regierung auf die Unternehmenspolitik wird einerseits die Gefahr der mißbräuchlichen Ausnutzung von Marktmacht durch das Unternehmen vermindert. Andererseits tragen die oft von kurzfristigen politischen und häufig nicht von ökonomischen Zielen bestimmten Interventionen des Staates nur selten zur besseren Realisierung der energiepolitischen Ziele - Versorgungssicherheit zu möglichst geringen Kosten - bei. Teilweise müssen Innovationen von der Unternehmensführung sogar gegen erhebliche Widerstände der Aufsichtsbehörden durchgesetzt werden¹.

Im folgenden Abschnitt wird abschließend untersucht, wie die dynamische Effizienz, also die Innovations- sowie die Koordinationseffizienz, in der französischen Elektrizitätswirtschaft unter den dargelegten Bedingungen zu beurteilen ist.

¹ Ein Beispiel hierfür ist das Kernenergieprogramm, das von EdF gegen den Widerstand des Finanzministeriums verfolgt und realisiert wurde.

11.3 Ergebnis

(1) Die Produktivitätsentwicklung des Faktors Arbeit ist in der französischen Elektrizitätswirtschaft deutlich höher als in der Gesamtwirtschaft. So nahm die produzierte Strommenge pro Beschäftigtem zwischen 1970 und 1980 um 53 % zu, während die je Beschäftigtem produzierte gesamte Gütermenge im gleichen Zeitraum nur um 23,4 % stieg¹. Bezieht man die indexierte Entwicklung der Arbeitsproduktivität in der Elektrizitätswirtschaft auf das Basisjahr 1970, so ist auch festzustellen, daß der Anstieg zwischen 1970 und 1980 in Frankreich erheblich stärker war als in Deutschland².

Somit liegt in der Elektrizitätswirtschaft eine gegenüber der Gesamtwirtschaft deutlich überdurchschnittliche Innovationseffizienz vor. Zudem ergeben sich auch Vorteile im Vergleich mit der deutschen Elektrizitätswirtschaft, sofern man die Innovationseffizienz allein an dem hier angenommenen Indikator mißt und alle statistisch-methodischen Probleme ausklammert. Dieses Ergebnis ist jedoch zu relativieren, wenn man die Determinanten der Innovationseffizienz betrachtet.

(2) Die aufwendigen und langfristigen Investitionen in der Elektrizitätswirtschaft erfordern einen hohen Kapitalaufwand, so daß von daher die absolute Größe der EdF nicht negativ beurteilt werden muß. Allerdings liegt die Unternehmensgröße weit über der für derartige kapitalintensive Projekte notwendigen Mindestbetriebsgröße. Ferner kann - unabhängig von weiteren Bestimmungsfaktoren der Innovationseffizienz - unterstellt werden, daß in der französischen Elektrizitätswirtschaft eine höhere Innovationseffizienz vorläge, wenn eine stärker differenzierte Unternehmensgrößenstruktur gegeben wäre³.

1 Vgl. EdF 1981a, S. 54, 198, 214.

2 Vgl. H.-J. Schürmann/U. Bohnen/R. Görgen 1983, S. 117 f.

3 Vgl. S. 122 f. in dieser Arbeit.

(3) Das Unternehmen EdF kann als große Kapitalgesellschaft angesehen werden, die von angestellten Managern mit autonomen Zielen geführt wird. Diese Zielsetzungen können aber von den staatlichen oder regierungsamtlichen Zielen abweichen.

Als Konsequenz der Monopolstellung, die EdF innehat, sind in Zusammenhang mit der faktischen Trennung von Eigentum und Kontrolle, ebenso wie bei den deutschen EVU in der Rechtsform der AG, X-Ineffizienz und erhöhter organizational slack sowie Verzerrungen des Innovationsprozesses zu erwarten.

-Slack bzw. X-Ineffizienz bewirken, daß die tatsächlichen Durchschnittskosten über den minimal möglichen Durchschnittskosten liegen. Trotz fehlenden Wettbewerbsdrucks besteht aber im Unternehmen EdF ein Interesse daran, Rationalisierungsmöglichkeiten zu nutzen und die Kosten zu senken. Denn die bis auf wenige Ausnahmen von der Regierung stets verfolgte Niedrigpreispolitik führt dazu, daß von EdF beantragte, mit Kostensteigerungen begründete Preiserhöhungen nicht oder nicht in voller Höhe genehmigt werden. Im Fall eines tatsächlichen Kostenanstiegs entstehen dem EVU dann Betriebsdefizite. Zwar werden diese in der Regel durch öffentliche Kapitalzuführungen oder Kredite des ebenfalls staatlichen FDES gedeckt. Doch ist damit eine verstärkte Abhängigkeit der EdF insbesondere vom Finanzministerium verbunden, dessen Interventionsmöglichkeiten in die Geschäftsführung mit wachsenden finanziellen Problemen des Unternehmens zunehmen.

Somit besteht ein starker Anreiz für das Management, sich durch die Ausnutzung von Kostensenkungs- und Rationalisierungschancen Handlungsspielräume zu schaffen bzw. zu erhalten¹. Gleichwohl ist damit nicht gesichert, daß die Versorgung tatsächlich zu minimalen Kosten erfolgt, die sich allein im Wettbewerbsprozeß einstellen. Hinzu kommen die demotivierenden, auf längere Frist innovationshemmenden Wirkungen von dauerhaften Defiziten auf die Unternehmensführung.

¹ Auch die Einführung der Grenzkostenpreisbildung erfolgte durch die Geschäftsführung der EdF mit der Zielsetzung, die Interventionsmöglichkeiten der Aufsichtsbehörden zu vermindern. Vgl. unsere Ausführungen auf S. 270 ff.

Bedrohungen der Unternehmensposition der EdF können aufgrund der Monopolstellung lediglich von außerhalb des eigenen Marktes kommen, insbesondere durch Innovationen aus vor- und nachgelagerten Branchen. Dabei handelt es sich zum einen um den Anlagenbau und die Elektrotechnische Industrie, auf deren Produktinnovationen die Prozeßinnovationen in der Elektrizitätswirtschaft weitgehend beruhen, zum anderen um die Elektrogeräteindustrie und die Bauwirtschaft, deren Produktinnovationen die Verwendungsmöglichkeiten für Elektrizität determinieren.

Entsprechend dem - theoretisch begründbaren - Sicherheitsstreben des Managements wurden jedoch von EdF zahlreiche Gemeinschaftsunternehmen mit der privaten Industrie der genannten Bereiche gegründet sowie Kooperationen vereinbart¹. Somit besteht für das EVU die Möglichkeit, in den vor- und nachgelagerten Branchen die Richtung und Geschwindigkeit des Innovationsprozesses zu beeinflussen².

1 Dabei handelt es sich unter anderem um die Gesellschaften Société Française d'Etude Electrique, Société Electricité Isolation, Compagnie pour la Promotion du Transport du Véhicule Electrique usw. Vgl. auch N.J.D. Lucas 1979, S. 37.

2 Insbesondere gilt das für die Fälle, in denen die Elektrizitätswirtschaft Hauptabnehmer der jeweiligen Produkte ist.

Daraus haben sich im Fall der Anlagenbau-Industrie, die von EdF veranlaßt wurde, sich mit der modernen Technologie des Leichtwasserreaktorbaus auseinanderzusetzen und diese zu adoptieren, positive Auswirkungen ergeben¹. Der Kraftwerkstyp wurde bis 1985 in Frankreich nahezu 40mal errichtet und auch erfolgreich exportiert, während sich die ursprünglich von der Regierung und von den Kraftwerksbau-Unternehmen präferierten Natururan-Reaktoren auch im internationalen Rahmen als unwirtschaftlicher und weniger sicher erwiesen.

Die (indirekten) Produktinnovationsaktivitäten konzentrierten sich, ebenso wie in Deutschland, über lange Zeit hinweg auf den Markt für Heizwärme, auf dem auch die größten Möglichkeiten für eine Absatzexpansion gesehen wurden.

Insgesamt erscheinen die Auswirkungen der Trennung von Eigentum und Kontrolle bei fehlendem Wettbewerbsdruck in Frankreich weniger gravierend als in der deutschen Elektrizitätswirtschaft.

(4) Die Organisationsstruktur der EdF ist grundsätzlich als funktional zu bezeichnen. Damit weist sie tendenziell eine starke Formalisierung, Hierarchisierung und Zentralisierung der betrieblichen Abläufe sowie der Kommunikationsstrukturen auf und ist eher als unflexibel und damit tendenziell innovationshemmend anzusehen². Nur zwei Direktionen, nämlich die Hauptabteilung für Produktion und Transport sowie die Hauptabteilung für Verteilung, sind durch Zweigstellen auf regionaler Ebene vertreten, während alle übrigen Hauptabteilungen auf die Zentrale der EdF in Paris beschränkt sind und keine regionalisierten oder divisionalisierten Untergliederungen aufweisen.

¹ Vgl. N.J.D. Lucas 1979, S. 144.

² Vgl. S. 352 f. in dieser Arbeit.

Der umfassende Einfluß der Administration auf das Unternehmen, der auch die Besetzung wichtiger Positionen einschließt, dürfte allerdings zusammen mit der absoluten Größe der EdF bewirken, daß die Organisation eher bürokratische Züge annimmt. Dann gehen aber von der internen Organisation der EdF grundsätzlich Beeinträchtigungen der Innovationseffizienz aus.

(5) Die Auswirkungen des öffentlichen Eigentums und der staatlichen Einflußnahme auf EdF sind differenziert zu beurteilen¹.

- Zum einen gilt hier, ebenso wie in der deutschen Elektrizitätswirtschaft, daß die Schwerfälligkeit von Entscheidungsprozessen in Behörden und Kommissionen sowie die Unflexibilität von beamteten Kontrolleuren jegliche Neuerungsaktivität hemmt, zumal wenn selbst zweitrangige Entscheidungen durch die Aufsichtsbehörden getroffen werden. Die geringen Anreize zu Innovationsaktivitäten, die in der Unternehmensorganisation sowie in der nicht wettbewerblichen Umwelt des Unternehmens liegen, werden durch derartige Gegebenheiten weiter vermindert. Die punktuellen, an kurzfristigen politischen oder wirtschaftspolitischen Zielsetzungen, nicht jedoch an festen Regeln und objektiven Kriterien orientierten Eingriffe (insbesondere des Finanzministeriums) in die Geschäftspolitik der EdF hemmen ebenso wie die fehlende Abgrenzung von Verantwortlichkeiten die unternehmerische Dynamik und verringern damit die Innovationseffizienz.

¹ Eine Trennung zwischen den Determinanten "öffentliches Eigentum" und "Regulierung" wird hier zweckmäßigerweise nicht vorgenommen.

Ein Beispiel hierfür ist die verzögerte Einführung des Leichtwasserreaktors anstelle des zunächst von der staatlichen Atomenergiebehörde bevorzugten Natururanreaktors. Obgleich EdF von der technischen und ökonomischen Überlegenheit der Leichtwasserreaktoren überzeugt war und dies auch durch zahlreiche Analysen und Testergebnisse belegen konnte, wurden sie vom damaligen Staatspräsidenten de Gaulle aus politischen Gründen abgelehnt¹. Erst unter dessen Nachfolger Pompidou konnte sich EdF mit der Linie der Leichtwasserreaktoren durchsetzen, hatte aber nach wie vor mit den massiven Bedenken des Finanzministeriums gegen den Ausbau der Kernenergienutzung zu kämpfen².

- Zum anderen können von öffentlichen Unternehmen gerade dann innovative Impulse ausgehen, wenn konkrete Neuerungsziele vorgegeben sind und diese sowohl vom Unternehmen als auch von der Aufsichtsbehörde unterstützt und verfolgt werden. Das französische Kernenergieprogramm in seiner Gesamtheit ist hierfür ein Beispiel.

Bereits 1970, also noch mehrere Jahre vor der ersten Ölpreiskrise, wurde der verstärkte Ausbau der Kernenergie beschlossen; der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung stieg seither kontinuierlich an und liegt derzeit bei über 70 %. Frankreich verfügt nach den USA über den zweitgrößten Kernkraftwerkspark der Welt. Dabei wird - abgesehen von den in neuester Zeit entwickelten Brutreaktoren - nur ein einziger Kraftwerkstyp gebaut, wodurch die Herstellungskosten verringert, die Bauzeiten verkürzt und die Reaktortechnik optimiert werden können³.

1 Die Testergebnisse stammten ebenso wie die Technik der Reaktoren aus den USA.

2 Vgl. N.J.D. Lucas 1979, S. 144 ff., sowie U. Bohnen 1983, S. 104 f.

3 Vgl. U. Bohnen 1983, S. 109.

Im Fall der Kernenergie trafen die Interessen der Regierung, nämlich verstärkte Unabhängigkeit von Energieimporten und damit Versorgungssicherheit, mit denen der EdF, z.B. Optimierung der Zusammensetzung des Kraftwerksparks, aber auch Absatzausweitung, zusammen¹. Das Finanzministerium nahm allerdings zeitweise eine bremsende Rolle ein. Dennoch setzte sich EdF bezüglich des Kernenergieprogramms durch, geriet aber aufgrund der enormen finanziellen Anforderungen in eine verstärkte Abhängigkeit von den Aufsichtsbehörden und vor allem vom Finanzministerium.

Andererseits wird in diesem Fall jedoch auch deutlich, daß eine zentrale staatliche Aufsicht mit der Beurteilung unternehmenspolitischer Details überfordert ist und kein Ersatz für funktionierende Wettbewerbsprozesse sein kann. Denn letztendlich ist das gesamte Kernenergieprogramm auf die Initiative von EdF zurückzuführen und liegt auch stark in deren eigenem Interesse². Doch der Rückgang der Nachfragezuwächse bei Elektrizität und die daraus resultierenden Überkapazitäten wurden weder von EdF noch von der Regierung vorhergesehen und eingeplant.

(6) Seit der Nationalisierung der französischen Elektrizitätswirtschaft im Jahr 1946 ist die Koordinationsstruktur in diesem Bereich festgelegt. Die elektrizitätswirtschaftlichen Aktivitäten werden nur in einem einzigen, vertikal integrierten Unternehmen koordiniert, eine wettbewerbliche Koordination ist aufgrund institutioneller Markteintrittshindernisse nicht möglich. Da die Organisationskosten (in einem Unternehmen) mit zunehmender Größe der Hierarchie stark ansteigen, sind bei der erheblichen absoluten Größe der EDF einerseits sehr hohe Koordinationskosten zu erwarten³.

1 Vgl. die ausführliche Darstellung bei N.J.D. Lucas 1979, S. 139 ff.

2 "There can be no reasonable doubt that the initiative for almost all aspects of the nuclear program comes from EDF." Dabei dürften neben der Zielsetzung Absatzausweitung durch Bereitstellung billigen Stroms für Heizzwecke auch die Sorge um die öffentliche Unterstützung bzw. die Angst vor einer Schwächung der Position des Unternehmens eine Rolle gespielt haben. Vgl. ebenda, S. 139.

3 Vgl. unsere Ausführungen auf S. 176 ff.

Andererseits sind unter den Bedingungen der Elektrizitätswirtschaft - hohe transaktionsspezifische Investitionen und häufig wiederkehrende, gleichartige Transaktionen - die (Organisations-)Kosten der Koordination in einer Hierarchie geringer als die (Transaktions-)Kosten auf einem Markt.

Wie bei der deutschen Elektrizitätswirtschaft ist nicht auszuschließen, daß die bestehende Koordinationsstruktur in der französischen Elektrizitätswirtschaft statisch effizient ist, d.h., daß die marginalen Organisationskosten gleich den marginalen Transaktionskosten sind und somit die Koordinationskosten insgesamt minimiert werden. Da jedoch weder die Möglichkeit noch der Anreiz besteht, neue, kostensenkende Koordinationsformen in der Elektrizitätswirtschaft zu entwickeln, ist ein Effizienzvergleich bzw. gar ein Ausleseprozeß zwischen verschiedenen Koordinationsinstitutionen aufgrund der nationalen Monopolstellung der EdF nicht möglich.

Vielmehr besteht die Tendenz, weitere, bisher noch über den Markt abgewinkelte Transaktionen im Unternehmen zu koordinieren, wie die teilweise sehr enge Kooperation der EdF mit Unternehmen aus vor- und nachgelagerten Branchen zeigt.

Angesicht der erheblich veränderten Koordinationserfordernisse in der Elektrizitätswirtschaft (technischer Fortschritt, Nachfragewachstum¹) ist hingegen anzunehmen, daß dynamische Koordinationseffizienz nicht realisiert ist, da die Koordinationsinstitution EdF seit 40 Jahren nahezu unverändert besteht. Der Übergang von der vorherigen zur jetzigen Koordinationsstruktur erfolgte im übrigen nicht effizienzorientiert, sondern allein aus politischen Gründen².

1 Vgl. S.345 f. in dieser Arbeit.

2 Vgl. unsere Ausführungen auf S. 266 ff.

11.4. Zusammenfassung

Abschließend kann festgestellt werden, daß die deutliche Überlegenheit der französischen gegenüber der deutschen Elektrizitätswirtschaft in bezug auf die Allokationseffizienz hinsichtlich der dynamischen Effizienz nicht in gleichem Maße gegeben ist.

Im einzelnen zeigt sich, daß in beiden Ländern (dynamische) Koordinationseffizienz nicht realisiert wird, da aufgrund der nahezu völligen Monopolisierung (in Frankreich) sowie des Systems der Gebietsschutzverträge (in Deutschland) die Entwicklung neuer, kostensenkender Koordinationsformen sowie ein effizienzorientierter Ausleseprozeß zwischen den Koordinationsinstitutionen nicht möglich ist. Zwar verursacht in der Elektrizitätswirtschaft die Koordination der wirtschaftlichen Aktivitäten innerhalb von Hierarchien geringere Koordinationskosten als die Koordination über den Markt. Doch angesichts der in den vergangenen Jahrzehnten stark gewandelten Koordinationsanforderungen, die insbesondere aus technischem Fortschritt sowie hohem Nachfragewachstum resultierten, ist zu vermuten, daß der Wegfall der Wettbewerbsbeschränkungen durch institutionelle Marktzugangsbarrieren eine von der heutigen abweichende Koordinationsstruktur induzieren würde.

Die internen Organisationsstrukturen der EdF sowie zahlreicher deutscher EVU, insbesondere der kommunalen Eigenbetriebe, weisen Merkmale bürokratischer Organisationen auf, die in beiden Ländern Verminderungen der Innovationseffizienz zur Folge haben, ohne daß sich jedoch der Einfluß dieses einzelnen Bestimmungsfaktors isolieren ließe.

Die Trennung von Eigentum und Kontrolle im Zusammenhang mit fehlendem Wettbewerbsdruck hingegen wirkt sich - aufgrund der unterschiedlichen rechtlich-institutionellen Rahmenbedingungen - in Deutschland und Frankreich völlig anders auf die Innovationseffizienz sowie auf die Entstehung von X- Ineffizienz bzw. slack aus. Während in Deutschland tendenziell überhöhte Kosten zu erwarten sind, die auch von den Preisaufsichts- und Kartellbehörden kaum verhindert werden können, ist in Frankreich zwar nicht mit der Realisierung der Minimalkostenkombination, aber doch mit geringeren Kosten(überhöhungen) zu rechnen, da die Niedrigpreispolitik der Regierung Anreize zur Ausnutzung von Kostensenkungspotentialen schafft.

Die Gefahr der Verzerrung des Innovationsprozesses besteht in beiden Ländern ebenso wie Versuche der EVU, durch Kooperations- und Beteiligungsstrategien den von vor- und nachgelagerten Industrien ausgehenden Neuerungsdruck zu vermindern.

Allerdings sind die Beeinträchtigungen der Innovationseffizienz in Frankreich als weniger gravierend anzusehen, da das Management der EdF zur Beschränkung der staatlichen Interventionen an kostensenkenden Prozeßinnovationen Interesse hat. In beiden Ländern gehen aber von Innovationen aus kompetitiven, benachbarten Branchen gewisse Korrekturen aus.

Die Auswirkungen der öffentlichen Interventionen in die Elektrizitätswirtschaft sind differenziert zu beurteilen. Dabei ist in Deutschland zwischen den Maßnahmen der Preis- und Fachaufsichtsbehörden, die alle EVU gleichermaßen betreffen, und den Eingriffen der Trägerkörperschaften in die Geschäftspolitik der öffentlichen EVU zu unterscheiden, die nicht als Aktiengesellschaften ausgestaltet sind. Bei EdF hingegen sind die von Ministerien ausgeübten Funktionen der Aufsichtsbehörde sowie die öffentlichen Eigentümer kaum zu trennen.

Gleichwohl gilt in beiden Fällen, daß die oft langwierigen und schwerfälligen Entscheidungsprozesse in Behörden und (staatlichen sowie kommunalen) Parlamenten hemmend auf innovative Aktivitäten der EVU wirken. In Deutschland kommt die eine Realisierung arbeitssparender Neuerungen

begünstigende, also die Richtung des Innovationsprozesses verzerrende, Wirkung der Preisregulierung hinzu. In Frankreich hingegen sind bei einzelnen Projekten aus der Kooperation von EdF und Aufsichtsbehörde positive Einflüsse auf die Innovationseffizienz entstanden. Auch kann die staatliche Preiskontrolle (Niedrigpreispolitik) Anreize zur Durchführung von kostensenkenden Prozeßinnovationen bei EdF schaffen.

Die potentiellen und tatsächlichen Verluste an Innovationseffizienz, die aufgrund administrativer Hemmnisse von seiten der Aufsichtsbehörden bzw. Eigentümer und durch bürokratische Organisationsstrukturen bei EVU und Behörden entstehen, wiegen in der französischen Elektrizitätswirtschaft allerdings schwerer als in der deutschen. Denn in Deutschland betreffen die Auswirkungen jeweils nur ein EVU bzw. ein lokales oder regionales Versorgungsgebiet; in Frankreich dagegen erstrecken sich die Konsequenzen öffentlicher Einflußnahme stets auf das ganze Land. Eventuelle politische und/oder ökonomische Fehlentscheidungen im Elektrizitätsbereich werden somit landesweit wirksam (andererseits kommen auch kostensenkende Effekte realisierter Prozeßinnovationen den Abnehmern im gesamten Staatsgebiet zugute).

Die dezentrale und bezüglich der Rechtsform sowie der Unternehmensgröße differenzierte Unternehmensstruktur in der deutschen Elektrizitätswirtschaft weist insofern Vorteile gegenüber der zentralisierten Elektrizitätsversorgung in Frankreich auf, die zusätzlich einer ebenfalls zentralisierten Regierung und Administration untersteht.

Zu beachten ist außerdem, daß der Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland durch das dreistufige Gebietsschutzsystem, in Frankreich durch das landesweite öffentliche Monopol ausgeschlossen ist. Während jedoch EdF keiner an festgelegten Regeln oder objektiven Kriterien ausgerichteten Kartell- bzw. Wettbewerbsaufsicht unterliegt, wird in Deutschland die Elektrizitätswirtschaft einer speziellen kartellrechtlichen Mißbrauchsaufsicht unterworfen. Obwohl diese die Nachteile fehlenden Wettbewerbs nicht ausgleichen kann, hat allein die Existenz einer derartigen Institution eine disziplinierende Wirkung auf die EVU, was auch an der Tatsache ablesbar ist, daß zahlreiche mißbräuchliche Ver-

haltensweisen bereits im Vorfeld eines Verfahrens abgestellt werden¹. Durch die kartellrechtliche Mißbrauchsaufsicht besteht ein Druck auf die Unternehmen, der geeignet ist, zumindest grob mißbräuchliches Verhalten auszuschließen. Zudem ist mit dem Preisvergleich im Rahmen der Mißbrauchsaufsicht ein - wenn auch schwaches - Element von Leistungswettbewerb zwischen den EVU gegeben. Ferner gilt seit der 4. GWB- Novelle eine Befristung der Gebietsschutzverträge, womit zumindest in Ansätzen ein Wettbewerb um Versorgungsgebiete möglich wird.

Bei einigen Determinanten der Innovationseffizienz ist also die deutsche Elektrizitätswirtschaft gegenüber der französischen im Vorteil. Daraus kann nicht auf eine generelle (dynamische) Effizienz-Überlegenheit der deutschen EVU geschlossen werden, wie auch die Entwicklung der Arbeitsproduktivität zeigt, die in der französischen Elektrizitätswirtschaft zwischen 1970 und 1980 stärker zunahm als in der deutschen. Allerdings wird das für die deutsche Elektrizitätswirtschaft nachteilige Ergebnis der statischen Effizienzanalyse durch die dynamische Effizienzanalyse erheblich relativiert.

1 Vgl. H. Gröner 1975, S. 404.

12. Kapitel: Schlußbemerkung

In der vorliegenden Arbeit wird versucht, auf der Grundlage verschiedener Effizienzkonzepte statische und dynamische Effizienzkriterien zu entwickeln, um die deutsche und die französische Elektrizitätswirtschaft einem Effizienzvergleich im Hinblick auf die wirtschaftspolitischen Ziele ökonomische Wohlfahrt sowie Versorgungssicherheit und Kostengünstigkeit der Elektrizitätsversorgung zu unterziehen.

Ausgehend von dem Modell des Pareto-Optimums werden als Kriterien der (statischen) Allokationseffizienz in der Elektrizitätswirtschaft die Orientierung der Preise an den langfristigen Grenzkosten, die Vermeidung interner Subventionierung, die Berücksichtigung systematischer Nachfrageschwankungen durch Spitzen- oder Höchstlastpreisbildung sowie die Einbeziehung zunehmender Skalenerträge bestimmt. Das explizit an Grenzkosten orientierte französische Strompreissystem entspricht weitgehend den genannten Anforderungen, während Strompreisstruktur und -gefüge deutscher EVU die Kriterien der Allokationseffizienz überwiegend nicht erfüllen. Da Elektrizität in nahezu allen Wirtschaftsbereichen ebenso wie in privaten Haushalten verwendet wird, wirken die von einem nicht optimalen Strompreissystem ausgehenden Signale nachfrageverzerrend. Die Folgen sind gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtsverluste.

Einzelwirtschaftliche (statische) X-Effizienz ist in beiden Ländern nicht realisiert. Vielmehr sind aufgrund des fehlenden Wettbewerbsdrucks die tatsächlichen Kosten der Versorgung gegenüber den minimalen überhöht, was auch durch staatliche Aufsichtsbehörden nicht verhindert werden kann. Allerdings gibt es Anhaltspunkte dafür, daß bei EdF Möglichkeiten der Kostensenkung dann genutzt werden, wenn dadurch der Spielraum des Unternehmens gegenüber der Regierung vergrößert werden kann. Das energiepolitische Ziel einer möglichst kostengünstigen Versorgung wird unter statischem Aspekt in Deutschland wie auch in Frankreich nicht bzw. nur eingeschränkt erreicht.

Die Kriterien dynamischer Effizienz werden auf der Grundlage des einzelwirtschaftlichen Konzepts der Innovationseffizienz und des gesamtwirtschaftlichen Ansatzes der Koordinationseffizienz gewählt.

Bezüglich beider Effizienzformen bewirken die hohen institutionellen Marktschranken, die in Deutschland durch das umfassende privatrechtliche Gebietsschutzsystem sowie die staatliche Zulassungskontrolle und in Frankreich durch das Monopol der EdF im Transmissionsbereich bestehen, erhebliche Verluste.

Gleichermaßen negative Wirkungen auf die innovatorische Kompetenz und Flexibilität gehen auch von der als eher bürokratisch zu kennzeichnenden Unternehmensorganisation der EdF und der deutschen EVU aus, sofern sie in der Rechtsform der öffentlich-rechtlichen Eigenbetriebe ausgestaltet sind. Die differenzierte Größenstruktur in Deutschland weist aber gegenüber dem Großunternehmen EdF Vorteile hinsichtlich der Innovationseffizienz auf.

Eine grundsätzliche Beeinträchtigung der Innovationseffizienz resultiert aus der Trennung von Eigentum und Kontrolle in Verbindung mit dem mangelnden Wettbewerbsdruck bei EdF und bei deutschen EVU in der Rechtsform der Aktiengesellschaft. Auch die innovative Kompetenz und Flexibilität in vor- und nachgelagerten Branchen kann dadurch vermindert werden. Unter günstigen Bedingungen sind allerdings auch positive Auswirkungen auf die Innovationseffizienz nicht ausgeschlossen, wie am Beispiel der EdF gezeigt wurde.

Negativ wirkt sich die staatliche Preis- und Fachaufsicht über die EVU aus. Insbesondere die den Einsatz von Kapital fördernde Preisregulierung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft ist als ein Grund dafür anzusehen, daß der Aspekt der Versorgungssicherheit eher überbetont wird und sehr hohe Reservekapazitäten entstanden sind, die gleichwohl auch in Frankreich zu beobachten sind.

In Deutschland greift man aufgrund der insgesamt stärker marktwirtschaftlich geprägten Wirtschaftsordnung auf eine kartellrechtliche Wettbewerbsaufsicht zurück, die grundsätzlich geeignet erscheint, die negativen Wirkungen der zahlreichen Wettbewerbsbeschränkungen zu mildern.

Dagegen kommen in Frankreich massive lenkungswirtschaftliche Einflüsse zum Tragen, die zwar einerseits bei dem EVU erhebliche Leistungsreserven mobilisieren, andererseits aber Fehlentscheidungen mit nationalen Konsequenzen zur Folge haben können.

Die Begründung für den Wettbewerbsausschluß in der Elektrizitätswirtschaft, die vor allem in Deutschland auf das Vorliegen eines natürlichen Monopols abhebt, erscheint ohnehin weitgehend verfehlt. Ein natürliches Monopol liegt allein im Transmissionsbereich und mit Einschränkungen im Distributionsbereich vor, nicht jedoch in der Produktion von Strom. Auch die übrigen häufig genannten Branchenbesonderheiten der Elektrizitätswirtschaft erfordern keine wettbewerbspolitische Ausnahmebehandlung dieses Bereichs.

Der Ausschluß von Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft erweist sich daher als ungeeignetes Mittel sowohl zur Realisierung statischer und dynamischer Effizienz als auch zur Erreichung der energiepolitischen und gesamtwirtschaftlichen Ziele. Trotz gewisser Vorteile der einen oder der anderen Seite hinsichtlich der Allokations- oder Innovations-effizienz sind nicht unerhebliche Verluste an Effizienz bei den jeweiligen Ordnungen der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland und in Frankreich zu verzeichnen.

Der Gedanke an eine Reform dieses Bereichs erscheint daher im Interesse höherer statischer und dynamischer Effizienz in der Elektrizitätswirtschaft naheliegend.

Abbildungsverzeichnis:

	Seite
3.1 Der soziale Überschuß	46
3.2 Kurz- und langfristige Grenzkosten	50
3.3 Kurz- und langfristige Grenzkostenpreise	51
3.4 Zunehmende Skalenerträge und Grenzkostenpreise	57
3.5 Das einfache Spitzenlastmodell	69
3.6 Das "shifting peak"-Spitzenlastmodell	71
4.1 Globale Subadditivität der Kostenfunktion	91
4.2 Lokale Subadditivität der Kostenfunktion	91
6.1 Lastverlauf und Kraftwerkseinsatz	205
7.1 Zurechnung der leistungsabhängigen festen Kosten	231
7.2 Haushaltstarife der Stadtwerke München, gültig seit 1. Juli 1983	235
7.3 Tarife für gewerbliche, berufliche und sonstige Abnehmer der Stadtwerke München, gültig seit 1. Juli 1983	236
7.4 Tarife für Landwirtschaftsabnehmer der Stadtwerke München, gültig seit 1. Juli 1983	236
7.5 Strompreise der Stadtwerke München für einen Haushaltsabnehmer mit 3 Tarifräumen sowie 1 Drehstromzähler (kein Schwachlasttarif)	237
7.6 Strompreise der Stadtwerke München für Gewerbeabnehmer mit 12 Tarif-kW (davon 9 kW für Kraftanlagen und 3 kW für Beleuchtungsanlagen) und je 1 Dreh- und Wechselstromzähler (ohne Schwachlastzeiten)	238
7.7 Strompreise der Stadtwerke München für Landwirtschaftsabnehmer mit 20 ha Nutzfläche sowie 10 kW Anschlußwert und 1 Drehstromzähler	239
7.8 Jährliche Bereitstellungspreiseder Stadtwerke München für Gewerbe- und Landwirtschaftsabnehmer bei einem Anschlußwert von 5,5 kW	239
7.9 Preise für Mittelspannungs-Sonderabnehmer (10 kV) der Stadtwerke München (seit Juli 1983)	251

		Seite
7.10	Strompreise für Mittelspannungs-Sonderabnehmer der Stadtwerke München bei ausgewählten Abnahmefällen	253
7.11	Preise für Mittelspannungs-Sonderabnehmer (20 kV) der Stadtwerke Forchheim (seit Januar 1984)	254
7.12	Strompreise für Mittelspannungs-Sonderabnehmer der Stadtwerke Forchheim bei ausgewählten Abnahmefällen	255
8.1	Der Tarif für Niederspannungsabnehmer (Haushalts- und Landwirtschaftsabnehmer) der EdF, Stand 1982	279
8.2	Strompreise der EdF für Haushaltsabnehmer mit 6 kW Anschlußwert ohne Schwachlastzeit	280
8.3	Strompreise der EdF für Landwirtschaftsabnehmer mit 12 kW Anschlußwert ohne Schwachlastzeit	280
8.4	Der Tarif für Niederspannungsabnehmer (Gewerbekunden) der EdF, Stand 1982	282
8.5	Strompreise der EdF für Gewerbeabnehmer mit 12 kW Gesamt-Anschlußleistung, davon 3 kW für Beleuchtungszwecke (ohne Schwachlastzeit)	282
8.6	Der Tarif für Mittelspannungsabnehmer der EdF, Stand 1982	290
8.7	Strompreise der EdF für Mittelspannungs-Sonderabnehmer bei ausgewählten Abnahmefällen	291
10.1	Entwicklung der Arbeitsproduktivität in der Elektrizitätswirtschaft und im Verarbeitenden Gewerbe, 1974 - 1982	336
11.1	Organisationsstruktur der Electricité de France	354
11.2	EdF und der Einfluß des Staates	358

Abkürzungsverzeichnis:

AG	Aktiengesellschaft
AGB	Allgemeine Geschäftsbedingungen
Art.	Artikel
AVBEltV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden
Bd.	Band
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BGBI	Bundesgesetzblatt
BTOElt	Bundestarifordnung Elektrizität
C	Kosten/Centime(s)
DK	Durchschnittskosten
EdF	Electricité de France
EnWiG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
F	Franc(s)
Fn.	Fußnote
FuE	Forschung und Entwicklung
GK	Grenzkosten
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
ha	Hektar
Jg.	Jahrgang
KGK	Kurzfristige Grenzkosten
kV	Kilovolt
kVarh	Kilovoltampèrestunde
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde

LDK	Langfristige Durchschnittskosten
LGK	Langfristige Grenzkosten
MW	Megawatt
p	(Güter-)Preis
Pf.	Pfennig(e)
RGB1	Reichsgesetzblatt
SNCF	Société Nationale des Chemins de Fer
SWF	Stadtwerke Forchheim
SWM	Stadtwerke München
VDK	Variable Durchschnittskosten

Literaturverzeichnis:

- Allais, Maurice(1948), Le problème de la coordination des transports et la théorie économique, in: Revue d'Economie Politique, Bd. 58, S. 212 - 271.
- Aregger, Kurt (1976), Innovation in sozialen Systemen 1: Einführung in die Innovationstheorie der Organisation, Bern/Stuttgart.
- Arndt, Helmut (1952), Schöpferischer Wettbewerb und klassenlose Gesellschaft, Berlin.
- Ders. (1976), Kapitalismus, Sozialismus, Konzentration und Konkurrenz, 2. Aufl., Tübingen.
- Aschinger, Gerhard (1984), Contestable Markets - Ein neuer Weg zur Charakterisierung des Wettbewerbs und der Industriestruktur, in: Wirtschaftswissenschaftliches Studium, 13. Jg., S. 217 - 223.
- Averch, Harvey/Johnson, Leland L. (1962), Behavior of the Firm under Regulatory Constraint, in: American Economic Review, Bd. 52, S. 1052 - 1069.
- Bätz, Klaus (1979), Administrative Preispolitik öffentlicher Unternehmen, Baden-Baden.
- Bailey, Elizabeth E. (1972), Peak-Load Pricing under Regulatory Constraints, in: Journal of Political Economy, Bd. 80, S. 662 - 679.
- Dies. (1974), Innovation and Regulation, in: Journal of Public Economics, Bd. 3, S. 285 - 296.
- Bailey, Elizabeth E./White, Lawrence J. (1974), Reversals in Peak and Offpeak Prices, in: The Bell Journal of Economics, Bd. 5, S. 75 - 92.
- Bain, Joe S. (1967), Barriers to New Competition - Their Character and Consequences in Manufacturing Industries, 4. Aufl., Cambridge.
- Ders. (1968), Industrial Organization, 2. Aufl., New York/London/Sidney.
- Bartling, Hartwig (1980), Leitbilder der Wettbewerbspolitik, München.
- Ders. (1983), Wettbewerbliche Ausnahmereiche - Rechtfertigungen und Identifizierung, in: M. Feldsieper/R. Groß (Hrsg.), Wirtschaftspolitik in weltoffener Wirtschaft, Berlin, S. 325 - 346.
- Baumol, William J. (1959), Business Behavior, Value, and Growth, New York.

- Ders. (1976), Scale Economies, Average Costs, and the Profitability of Marginal Cost Pricing, in: R. E. Grieson (Hrsg.), Public and Urban Economics, Lexington, S. 43 - 57.
- Ders. (1977), On the proper cost test for natural monopoly in a multi-product industry, in: American Economic Review, Bd. 67, S. 809 - 822.
- Baumol, William J./Bailey, Elizabeth E./Willig, Robert D. (1977), Weak Invisible Hand Theorems on the Sustainability of Multiproduct Natural Monopoly, in: American Economic Review, Bd. 67, S. 350 - 365.
- Baumol, William J./Panzar, John C./Willig, Robert D. (1982), Contestable Markets and the Theory of Industry Structure, San Diego.
- Baumol, William J./Willig, Robert D. (1981), Fixed Costs, Sunk Costs, Entry Barriers, and Sustainability of Monopoly, in: Quarterly Journal of Economics, Bd. 95, S. 405 - 431.
- Berg, Hartmut (1981), Wettbewerbspolitik, in: Vahlens Kompendium der Wirtschaftstheorie und der Wirtschaftspolitik, Bd. 2, München, S. 213 - 265.
- Bergmann, Claus/Marnet, Chrysanth/Ohlms, Winfried (1974), Vollkostenanalyse nach Spannungsstufen für öffentliche Elektrizitätsversorgungen auf der Grundlage des Starklast-Benutzungsdauerverfahrens, in: Energie und Technik, 26. Jg., S. 157 - 167.
- Berle, Adolf A. (1954), The Twentieth Century Capitalist Revolution, New York.
- Berle, Adolf A./Means, Gardiner (1932), The Modern Corporation and Private Property, New York.
- Bessoth, Richard (1975), Leistungsfähigkeit des betrieblichen Vorschlagswesens, Göttingen.
- Blankart, Charles Beat (1979), Die wirtschaftspolitische Bedeutung von Skalenerträgen öffentlicher Unternehmen, in: Zeitschrift für öffentliche und gemeinwirtschaftliche Unternehmen, Bd. 2, S. 1 - 25.
- Ders. (1980), Ökonomie der öffentlichen Unternehmen. Eine institutionelle Analyse der Staatswirtschaft, München.
- Blankart, Charles Beat/Faber, Monika (Hrsg., 1982), Regulierung öffentlicher Unternehmen, Königstein/Ts.
- Blattner, Niklaus (1976), Wettbewerbspolitische Implikationen neuerer Ansätze in der Theorie der Firma - Untersuchungen zu den theoretischen Grundlagen der Wettbewerbspolitik -, in: G. Bombach/B. Gahlen/A. E. Ott (Hrsg.), Probleme der Wettbewerbstheorie und -politik, Tübingen, S. 227 - 298.

- Ders. (1977), Volkswirtschaftliche Theorie der Firma, Berlin/Heidelberg/New York.
- Ders. (1983), Marktform, Wettbewerb und Innovation, in: Wirtschaftsdienst, 63. Jg., S. 505 - 509.
- Bodenhöfer, Hans-Joachim (1973), X-Effizienz, Innovationseffizienz und wirtschaftliches Wachstum, in: Zeitschrift für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften, 93. Jg., S. 671 - 686.
- Böbel, Ingo (1984), Wettbewerb und Industriestruktur, Berlin/Heidelberg/New York/Tokyo.
- Bös, Dieter (1981), Economic Theory of Public Enterprise, Berlin/Heidelberg/New York.
- Bössmann, Eva (1981), Weshalb gibt es Unternehmungen? Der Erklärungsansatz von Ronald H. Coase, in: Zeitschrift für die gesamte Staatswissenschaft, Bd. 137, S. 667 - 674.
- Dies. (1982), Volkswirtschaftliche Probleme der Transaktionskosten, in: Zeitschrift für die gesamte Staatswissenschaft, Bd. 138, S. 664 - 679.
- Dies. (1983), Unternehmungen, Märkte, Transaktionskosten: Die Koordination ökonomischer Aktivitäten, in: Wirtschaftswissenschaftliches Studium, 11. Jg., S. 105 - 111.
- Bohnen, Ulrich (1983), Die französische Energiepolitik zwischen Markt und Planung, München.
- Boiteux, Marcel (1949), La tarification des demandes en pointe: application de la théorie de la vente au coût marginal, in: Revue Générale de l'Electricité, Bd. 58, S. 321 - 340.
- Ders. (1951), La vente au coût marginal dans un environnement imparfait, Paris.
- Ders. (1956), Sur la gestion des monopoles publics astreints à l'équilibre budgétaire, in: Econometrica, Bd. 24, S. 22 - 40.
- Ders. (1982), Die französischen Arbeiten über die Strompreisbildung nach Grenzkosten, in: Ch. B. Blankart/M. Faber (Hrsg.), Regulierung öffentlicher Unternehmen, Königstein/Ts. S. 78 - 90.
- Bombach, Gottfried (1976), Wettbewerbstheorie und -politik - Rückblick und Ausblick, in: G. Bombach/B. Gahlen/A. E. Ott (Hrsg.), Probleme der Wettbewerbstheorie und -politik, Tübingen, S. 397 - 418.

- Brandt, Ulrich (1977), Wettbewerbspolitische Ausnahmebereiche. Probleme ihrer Identifizierung und Gestaltung, Frankfurt.
- Braulke, Michael (1983), Contestable Markets - Wettbewerbskonzept mit Zukunft? in: Wirtschaft und Wettbewerb, 33. Jg., S. 945 - 954.
- Buchanan, James M. (1966), Peak Loads and Efficient Pricing: Comment, in: Quarterly Journal of Economics, Bd. 80, S. 463 - 471.
- Büdenbender, Ulrich (1982), Energierecht, München/Köln.
- Bundesminister für Forschung und Technologie (BMFT, Hrsg., 1986), Faktenbericht 1986 zum Bundesbericht Forschung, Bonn.
- Bundesministerium für Wirtschaft, Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre ..., verschiedene Jahrgänge, o.O.
- CEEP (Europäischer Zentralverband der öffentlichen Wirtschaft, Hrsg., 1984), Die öffentliche Wirtschaft in der Europäischen Gemeinschaft - CEEP - Jahrbuch 1984, Brüssel/Berlin.
- Chenot, Bernard (1977), Les entreprises nationalisées, Paris.
- Clapham, Ronald (1981), Das wettbewerbspolitische Konzept der Wettbewerbsfreiheit, in: H. Cox/U. Jens/K. Markert (Hrsg.), Handbuch des Wettbewerbs, München, S. 129 - 148.
- Clark, John M. (1961), Competition as a Dynamic Process, Washington.
- Coase, Ronald H. (1937), The Nature of the Firm, in: Economica, Bd. 4, S. 386 - 405, wiederabgedruckt in: G. Stigler/K. Boulding (Hrsg.), Readings in Price Theory, London 1963, S. 331 - 351.
- Comanor, William S. (1967), Market Structure, Product Differentiation, and Industrial Research, in: Quarterly Journal of Economics, Bd. 81, S. 639 - 657.
- Corsten, Hans (1984), Die Unternehmungsgröße als Determinante der Innovationsaktivitäten, in: Wirtschaftswissenschaftliches Studium, 13. Jg., S. 224 - 228.
- Cox, Helmut/Hübener, Harald (1981), Wettbewerb. Eine Einführung in die Wettbewerbstheorie und Wettbewerbspolitik, in: H. Cox/U. Jens/K. Markert (Hrsg.), Handbuch des Wettbewerbs, München, S. 1 - 48.
- Crain, William M./Ekelund, Robert B. (1976), Chadwick and Demsetz on Competition and Regulation, in: Journal of Law and Economics, Bd. 19, S. 149 - 162.
- Crew, Michael/Kleindorfer, Paul (1979), Public Utility Economics, London.
- Cyert, Richard M./March, James G. (1963), A Behavioral Theory of the Firm, Englewood Cliffs.

- Delion, André (1972), La politique contractuelle entre l'Etat et les entreprises publiques en France, in: Annales de l'économie publique, sociale et coopérative, 60. Jahr, S. 179 - 199.
- Demsetz, Harold (1968), Why Regulate Utilities? in: Journal of Law and Economics, Bd. 11, S. 55 - 65.
- Derlien, Hans- Ulrich (1976), Die Erfolgskontrolle staatlicher Planung, Baden- Baden.
- Documentation Française (Hrsg., 1981), Electricité de France - Entreprise nationale, industrielle et commerciale, Paris.
- Downie, Jack (1958), The Competitive Process, London.
- Downs, Anthony (1968), Ökonomische Theorie der Demokratie, Tübingen.
- Ebel, Hans-Rudolf (1982), Das Preisrecht im Bereich der Versorgungswirtschaft, in: VIK-Mitteilungen Nr. 3, S. 59 - 62.
- EdF (Hrsg., 1981a), Annuaire statistique, Paris.
- Dies. (Hrsg., 1981b), Structures et organisations. Annexes: La loi de la nationalisation et commentaires, Paris.
- Dies. (Hrsg., 1981c), Informations 81/82, Paris.
- Ehlert, Hermann (1968), Kritische Untersuchung der neueren Welfare Economics, Göttingen.
- Eichhorn, Peter (1984), Managementverhalten in öffentlichen Unternehmen, in: Zeitschrift für öffentliche und gemeinwirtschaftliche Unternehmen, Beiheft 6, S. 1 - 8.
- Eickhof, Norbert (1973), Eine Theorie der Gewerkschaftsentwicklung, Tübingen.
- Ders. (1982), Strukturkrisenbekämpfung durch Innovation und Kooperation, Tübingen.
- Ders. (1984), Wettbewerbliche Ausnahmeregelungen in der marktwirtschaftlichen Ordnung - Ansatzpunkte der normativen und positiven Theorie wettbewerbspolitischer Ausnahmereiche, Volkswirtschaftliche Diskussionsbeiträge Nr. 27, Bamberg.
- Ders. (1985a), Zur Neuordnung der leitungsgebundenen Versorgungswirtschaft, Volkswirtschaftliche Diskussionsbeiträge Nr. 28, Bamberg.
- Ders. (1985b), Wettbewerbspolitische Ausnahmereiche und staatliche Regulierung, in: Jahrbuch für Sozialwissenschaft, Bd. 36, S. 63 - 79.
- Ders. (1986), Versorgungswirtschaft und Wettbewerbsordnung, in: Ordo, Bd. 37, S. 201 - 218.

- Eickhof, Norbert/Prohaska-R., Margrit (1982), Die leitungsgebundene Energieversorgungswirtschaft in Frankreich - Entwicklung, Struktur und Probleme, Volkswirtschaftliche Diskussionsbeiträge Nr. 16, Bamberg.
- Dies. (1983), Die französische Elektrizitätswirtschaft, in: N. Eickhof (Hrsg.), Energieversorgung - Analysen, Konzepte und Probleme, Bamberg, S. 40 - 67.
- Evers, Hans-Ulrich (1983), Das Recht der Energieversorgung, 2. Aufl., Baden-Baden.
- Faulhaber, Gerald R. (1975), Cross-Subsidization: Pricing in Public Enterprises, in: American Economic Review, Bd. 65, S. 966 - 977.
- Fehl, Ulrich (1985), Das Konzept der Contestable Markets und der Marktprozeß, in: G. Bombach/B. Gahlen/A. E. Ott (Hrsg.), Industrieökonomik: Theorie und Empirie, Tübingen, S. 29 - 49.
- Finsinger, Jörg (1979a), Wohlfahrtsoptimale Preisstrukturen von Unternehmen unter staatlicher Regulierung, (Diss.), Bonn.
- Ders. (1979b), Grundsätze der Tarifgestaltung: ein Beitrag zur aktuellen Diskussion des degressiven Stromtarifs, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 3. Jg., S. 188 - 197.
- Finsinger, Jörg/Kleindorfer, Paul (1981), Höchstlast- und Spitzenlastpreisbildung. Ein Vergleich der Strompreise für typische Sonderabnehmer in der Bundesrepublik Deutschland und Frankreich, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 5. Jg., S. 48 - 55.
- Finsinger, Jörg/Vogelsang, Ingo (1981), Alternative Institutional Frameworks for Price Incentive Mechanisms, in: Kyklos, Bd. 34, S. 388 - 404.
- Francony, Michel (1979), La tarification au coût marginal en théorie et en pratique: l'expérience d'EdF, in: Annales de l'économie publique, sociale et coopérative, 67. Jahr, S. 9 - 35.
- Friedrich, Peter (1969), Volkswirtschaftliche Investitionskriterien für Gemeindeunternehmen, Tübingen.
- Ders. (1977), Ausrichtung der Preisbildung am Grenzkostenpreisprinzip bei differierenden Marktformen, in: Kosten und Preise öffentlicher Unternehmen, Schriftenreihe der Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft und Gemeinwirtschaft e.V., Heft 16, Berlin, S. 90 - 129.

- Ders. (1982), Regional Aspects of X-Inefficiency in the Public Sector, Diskussionspapier Nr. 5 des Lehrstuhls für Finanzwissenschaft an der Universität Bamberg, Bamberg.
- Ders. (1983), Analyse des Averch-Johnson-Effekts bei öffentlichen Unternehmen, in: Th. Thiemeyer (Hrsg.), Öffentliche Bindung von Unternehmen, Schriftenreihe der Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft und Gemeinwirtschaft e.V., Heft 22, Baden-Baden, S. 139 - 173.
- Ders. (1986), X-Ineffizienz öffentlicher Unternehmen, ein ausschlaggebendes Privatisierungsargument? Diskussionspapier Nr. 16 des Lehrstuhls für Finanzwissenschaft an der Universität Bamberg, Bamberg.
- Furubotn, Erik G./Pejovich, Svetozar (Hrsg., 1974), The Economics of Property Rights, Cambridge.
- Gerybadze, Alexander (1982), Innovation, Wettbewerb und Evolution, Tübingen.
- Giersch, Herbert (1959), Zur Theorie des Zweitbesten, in: Ordo, Bd. 11, S. 257 - 278.
- Ders. (1961), Allgemeine Wirtschaftspolitik - Grundlagen, Wiesbaden.
- Graaff, Jan de V. (1957), Theoretical Welfare Economics, Cambridge, Reprint 1971.
- Grabowski, Henry G./Mueller, Dennis C. (1975), Life-Cycle Effects on Corporate Returns on Retention, in: Review of Economics and Statistics, Bd. 57, S. 400 - 409.
- Graf, Gerhard (1981), Regulierung und innovatorische Prozesse, in: Jahrbuch für Sozialwissenschaft, Bd. 32, S. 311 - 345.
- Greiffenberg, Horst (1978), Konglomerale Unternehmensintegration und funktionsfähiger Wettbewerb, Frankfurt/Bern/Las Vegas.
- Gröner, Helmut (1975), Die Ordnung der deutschen Elektrizitätswirtschaft, Baden-Baden.
- Ders. (1981), Wettbewerbliche Ausnahmebereiche im GWB: Das Beispiel der Elektrizitätsversorgung, in: H. Cox/U.Jens/K.Markert (Hrsg.), Handbuch des Wettbewerbs, München, S. 423 - 455.
- Ders. (1983), Property Rights-Theorie und staatlich regulierte Industrien, in: A. Schüller 1983a, S. 219 - 239.
- Ders. (1984), Elektrizitätsversorgung, in: P. Oberender (Hrsg.), Marktstruktur und Wettbewerb in der Bundesrepublik Deutschland, München, S. 87 - 138.

- Grossekettler, Heinz (1978), Wie valide sind Fortschrittsindikatoren? Zur Gültigkeit von Messungen des technischen Fortschritts in den Branchen der deutschen Industrie, in: Kyklos, Bd. 31, S. 223 - 254.
- Ders. (1982), Konzepte zur Beurteilung der Effizienz von Koordinationsmethoden, in: E. Boettcher/Ph. Herder-Dorneich/K.-E. Schenk (Hrsg.), Jahrbuch für Neue Politische Ökonomie, 1. Bd., Tübingen, S. 213 - 257.
- Ders. (1985), Wettbewerbstheorie, in: M. Borchert/H. Grossekettler, Preis- und Wettbewerbstheorie: Marktprozesse als analytisches Problem und ordnungspolitische Gestaltungsaufgabe, Stuttgart u.a., S. 115 - 314.
- Haas, Lothar (1975), Marketingstrategien in der Elektrizitätswirtschaft, München.
- Hansen, Ulf (1983), Kernenergie und Wirtschaftlichkeit. Eine Analyse der erwarteten Stromkosten gebauter und geplanter Kraftwerke, Köln.
- Harberger, A. C. (1954), Monopoly and Ressource Allocation, in: American Economic Review, Papers and Proceedings, Bd. 44, S. 79 - 89.
- Haubrock, Heinz-Peter (1973), Kostenstruktur und wirtschaftliche Unternehmensgröße in der Energiewirtschaft, in: Beiträge zum Problem der wirtschaftlichen Unternehmensgröße in der Energie- und Wasserwirtschaft, Semestervorträge des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln, Heft 3, Köln, S. 56 - 88.
- Hayek, Friedrich A.v. (1968), Der Wettbewerb als Entdeckungsverfahren, Kiel.
- Heinen, Edmund/Dietel, Bernhard (1983), Informationswirtschaft, in: E. Heinen (Hrsg.), Industriebetriebslehre, 7. Aufl., Wiesbaden, S. 893 - 1074.
- Herdzina, Klaus (1973), Oligopolistische Interdependenz, funktionsfähiger Wettbewerb und Wettbewerbsvoraussetzungen, in: Jahrbuch für Sozialwissenschaft, Bd. 24, S. 55 - 84.
- Ders. (1981), Wirtschaftliches Wachstum, Strukturwandel und Wettbewerb, Berlin.
- Ders. (1984), Wettbewerbspolitik, Stuttgart.
- Hermann, Hans Peter (1982), Elektrizitätswirtschaft und Verbraucherschutz, in: Zeitschrift für öffentliche und gemeinwirtschaftliche Unternehmen, Bd. 5, S. 170 - 185.

- Hermann, Hans Peter/Antoni, Wolfgang (1980), Die neuen Bedingungen der Elektrizitätsversorgung, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 4. Jg., S. 126 - 133.
- Heuß, Ernst (1965), Allgemeine Markttheorie, Tübingen/Zürich.
- Ders. (1967), Zum heutigen Stand der Wettbewerbstheorie in Deutschland, in: Ordo, Bd. 18, S. 411 - 416.
- Hicks, John R. (1940), The Valuation of Social Income, in: Economica, Bd. 8, S. 105 - 124.
- Hoppmann, Erich (1966), Das Konzept der optimalen Wettbewerbsintensität, in: Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik, Bd. 179, S. 286 - 323.
- Ders. (1967), Die Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs, in: Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik, Bd. 181, S. 251 - 264.
- Horn, Manfred (1978), Stromtarife als Instrument der Energiesparpolitik? in: Ifo - Schnelldienst, Nr. 36, S. 11 - 15.
- Horn, Manfred/Rammner, Peter/Scholz, Lothar (1978), Einfluß der Tarifgestaltung auf die Stromnachfrage unter besonderer Berücksichtigung der Abnahmestruktur und der Stromverwendungsarten in der Bundesrepublik Deutschland, Ifo-Studien zur Energiewirtschaft, Nr. 1, München.
- Hotelling, Harold (1938), The General Welfare in Relation to Problems of Taxation and of Railway and Utility Rates, in: Econometrica, Bd. 6, S. 242 - 269.
- Hutter, Roger (1950), La Théorie Economique et la Gestion Commerciale des Chemins de Fer, La Coordination des Transports, in: Revue Générale des Chemins de Fer, 69. Jg., S. 443 - 460.
- Immenga, Ulrich (1967), Wettbewerbsbeschränkungen auf staatlich gelenkten Märkten, Tübingen.
- Ders. (1982), Strompreise zwischen Kartell- und Preisaufsicht unter besonderer Berücksichtigung des internen Kostenausgleichs zwischen Abnehmergruppen, Baden-Baden.
- Intriligator, Michael D. (1971), Mathematical Optimization and Economic Theory, Englewood Cliffs.
- Irsch, Norbert (1982), Kostenfunktion, Wettbewerb und Marktverhalten - Ein Beitrag zur Theorie der repräsentativen Firma in entwickelten Marktgesellschaften, Frankfurt/M.
- Jarass, Hans D. (1981), Der staatliche Einfluß auf die öffentlichen Unternehmen in Frankreich, in: Archiv für öffentliches Recht, Bd. 106, S. 403 - 425.

- Jörges, Hans-Ulrich (1986), Der Klotz am Rhein - ein Dominostein?,
in: Süddeutsche Zeitung Nr. 142, S. 3.
- Jüttner-Kramny, Lioba (1975), Unternehmensgröße, Unternehmenskonzentration und technologische Entwicklung, Göttingen.
- Junk, Herbert (1985), Die Rolle von Versorgungskonzepten auf dem Wärmemarkt, München.
- Kahn, Alfred E. (1970), The Economics of Regulation: Principles and Institutions, Bd. I: Economic Principles, New York/London/Sidney/Toronto.
- Ders. (1971), The Economics of Regulation: Principles and Institutions, Bd. II: Institutional Issues, New York/London/Sidney/Toronto.
- Kaldor, Nicholas (1939), Welfare Propositions and Interpersonal Comparisons of Utility, in: Economic Journal, Bd. 49, S. 549 - 552.
- Kalischer, Peter (1980), Diskussionsbeiträge, in: G. Kroll/H. Müller Philipps Sohn (1980), S. 308 - 310.
- Kamien, Morton J./Schwartz, Nancy L. (1982), Market Structure and Innovation, Cambridge et al.
- Kantzenbach, Erhard (1967), Die Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs, 2. Aufl., Göttingen.
- Kantzenbach, Erhard/Kallfass, Hermann H. (1981), Das Konzept des funktionsfähigen Wettbewerbs - workable competition -, in: H. Cox/U. Jens/K. Markert (Hrsg.), Handbuch des Wettbewerbs, München, S. 103 - 127.
- Kaufer, Erich (1966), Kantzenbachs Konzept des funktionsfähigen Wettbewerbs - Ein Kommentar, in: Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik, Bd. 179, S. 481 - 492.
- Ders. (1967), Das Konzept der optimalen Wettbewerbsintensität. Eine Replik, in: Jahrbücher für Nationalökonomie und Statistik, Bd. 181, S. 242 ff.
- Ders. (1980), Industriebönomik, München.
- Ders. (1981), Theorie der öffentlichen Regulierung, München.
- Kieser, Alfred (1973), Innovationen, in: E. Grochla (Hrsg.), Handwörterbuch der Organisation, Stuttgart 1969, Nachdruck, Sp. 741 - 750.
- Kieser, Alfred/Kubicek, Herbert (1978), Organisationstheorien I und II, Stuttgart/Berlin/Köln/Mainz.
- Kilger, Wolfgang (1981), Flexible Plankostenrechnung und Deckungsbeitragsrechnung, Wiesbaden.

- Kroll, Günter/Müller Philipps Sohn, Herbert (Hrsg., 1980), Elektrizitätsversorgungsunternehmen als Träger von Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten und Adressaten von Technologietransfer, Frankfurt.
- Krüsselberg, Hans-Günter (1983), Property Rights-Theorie und Wohlfahrtsökonomie, in: A. Schüller 1983, S. 45 - 77.
- Kruse, Jörn (1985), Ökonomie der Monopolregulierung, Göttingen.
- Külp, Bernhard (1976), Wohlfahrtsökonomik II - Maßnahmen und Systeme, Düsseldorf.
- Külp, Bernhard/Knappe, Eckhard (1984), Wohlfahrtsökonomik I - Die Wohlfahrtskriterien, 2. Aufl., Düsseldorf.
- Kupsch, Peter U. (1982), Das Satisfizierungsprinzip, in: Wirtschaftswissenschaftliches Studium, 11. Jg., S. 477 - 478.
- Leibenstein, Harvey (1966), Allocative Efficiency vs. "X-Efficiency", in: American Economic Review, Bd. 56, S. 392 - 415.
- Ders. (1969), Organizational or Frictional Equilibria, X-Efficiency, and the Rate of Innovation, in: Quarterly Journal of Economics, Bd. 83, S. 600 - 623.
- Ders. (1978a), General X-Efficiency Theory and Economic Development, New York/London/Toronto.
- Ders. (1978b), Allokative Effizienz versus "X-Effizienz"; in: E. Dürr (Hrsg.), Wachstumstheorie, Darmstadt, S. 331 - 366.
- Leipold, Helmut (1978), Die Verwertung neuen Wissens bei alternativen Eigentumsordnungen, in: K.-E. Schenk (Hrsg.), Ökonomische Verfügungsrechte und Allokationsmechanismen in Wirtschaftssystemen, Schriften des Vereins für Socialpolitik, NF, Bd. 97, Berlin, S. 89 - 122.
- Ders. (1981), Eigentümerkontrolle und Managerverhalten, in: G. Hedtkamp (Hrsg.), Anreiz- und Kontrollmechanismen in Wirtschaftssystemen I, Schriften des Vereins für Socialpolitik, NF, Bd. 117/I, Berlin, S. 29 - 66.
- Ders. (1985), Ordnungspolitische Implikationen der Transaktionskostenökonomie, in: Ordo, Bd. 36, S. 31 - 49.
- Lilienfein, Heinz (1977), Ökonomische oder politische Strompreise?, in: Preisbildung in der Energiewirtschaft, Tagungsberichte Nr. 19 des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln, Köln, S. 196 - 214.

- Lipsey, Richard G./Lancaster, Kelvin (1956), The General Theory of Second Best, in: Review of Economic Studies, Bd. 24, S. 11 - 32.
- Lösch, Dieter (1983), Die "Theorie" der Property Rights, in: Wirtschaftsdienst, 63. Jg., S. 623 - 628.
- Lucas, Nigel J.D. (1979), Energy in France - Planning, Politics, and Policy, London.
- Mann, E.W. (1986), Momentaner Energiepreisvorteil ist keine Basis, in: Handelsblatt Nr. 105, S. 33.
- Mansfield, Edwin (1969), Industrial Research and Development: Characteristics, Costs, and Diffusion of Results, in: American Economic Review, Papers and Proceedings, Bd. 59, S. 65 - 71.
- Markert, Kurt (1981), Die Mißbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen, in: H. Cox/U. Jens/K. Markert (Hrsg.), Handbuch des Wettbewerbs, München, S. 297 - 329.
- Marris, Robin (1964), The Economic Theory of "Managerial" Capitalism, London.
- Marris, Robin/Mueller, Dennis C. (1980), The Corporation, Competition, and the Invisible Hand, in: Journal of Economic Literature, Bd. 18, S. 32 - 63.
- Marshall, Alfred E. (1920), Principles of Economics, London.
- Meffert, Heribert (1976), Die Durchsetzung von Innovationen in der Unternehmung und im Markt, in: Zeitschrift für Betriebswirtschaft, 46. Jg., S. 77 - 100.
- Meier, Kurt (1983), Spitzenlasttarifizierung, ökonomische Effizienz und Erhaltung der Eigenwirtschaftlichkeit. Eine angewandte Studie der elektrizitätswirtschaftlichen Preisbildung, Bern/Stuttgart.
- Michalski, Wolfgang (1962), Technischer Fortschritt und Wirtschaftsordnung, in: Hamburger Jahrbuch für Wirtschafts- und Gesellschaftspolitik, 12. Jahr, S. 151 - 172.
- Mill, John Stuart (1926), Principles of Political Economy, London.
- Mitchell, Bridger M./Müller, Jürgen (1979), Auswirkungen staatlicher Regulierung auf die Elektrizitätsversorgung, in: C.C. v. Weizsäcker (Hrsg.), Staat und Wirtschaft, Schriften des Vereins für Socialpolitik, NF, Bd. 102, Berlin, S. 625 - 650.
- Mitnick, Barry M. (1980), The Political Economy of Regulation - Creating, Designing, and Removing Regulatory Forms, New York.

- Mönig, Walter (1975), Determinanten des Elektrizitätsangebots und volkswirtschaftliche Kriterien zu seiner Beurteilung, München.
- Mönig, Walter/Schmitt, Dieter/Schneider, Hans Karl/Schürmann, Jürgen (1977), Konzentration und Wettbewerb in der Energiewirtschaft, München.
- Monnier, Lionel (1979), La tarification au coût marginal à Electricité de France. Un commentaire, in: Annales de l'économie publique, sociale et coopérative, 67. Jahr, S. 149 - 156.
- Monopolkommission (1976), Mehr Wettbewerb ist möglich. Hauptgutachten 1973/75, Baden-Baden.
- Morlock, Albert (1967), Die Preispolitik öffentlicher Unternehmungen in der Elektrizitätswirtschaft, (Diss.), Berlin.
- Moynet, G. (1978), Détermination du niveau optimal de puissance du parc de production face à la demande de l'électricité. Evolution de la méthode, in: Revue de l'énergie, Bd. 301, S. 66 - 82.
- Mueller, Dennis C. (1972), A Life Cycle Theory of the Firm, in: Journal of Industrial Economics, Bd. 20, S. 199 - 219.
- Müller, Udo (1975), Wettbewerb, Unternehmenskonzentration und Innovation, Göttingen.
- Müller, Jürgen/Vogelsang, Ingo (1979), Staatliche Regulierung - Regulated Industries in den USA und Gemeinwohlbindung in wettbewerblichen Ausnahmebereichen in der Bundesrepublik Deutschland, Baden-Baden.
- Nelson, Philip (1970), Information and Consumer Behavior, in: Journal of Political Economy, Bd. 78, S. 311 - 329.
- Ders. (1974), Advertising as Information, in: Journal of Political Economy, Bd. 82, S. 729 - 754.
- Neumann, Manfred (1982a), Theoretische Volkswirtschaftslehre II - Produktion, Nachfrage und Allokation, München.
- Ders. (1982b), Theoretische Volkswirtschaftslehre III - Wachstum, Wettbewerb und Verteilung, München.
- Niopek, Wolfgang (1984), Innovationsmanagement und Verhaltenstypen öffentlicher Unternehmen, in: Zeitschrift für öffentliche und gemeinwirtschaftliche Unternehmen, Beiheft 6, S. 95 - 116.
- Ders. (1986), Innovationsverhalten öffentlicher Unternehmen, Baden-Baden.
- NUS (1986), Strom wird in Deutschland immer teurer, Presse-Information der NUS Deutschland Energiekostenberatungsgesellschaft mbH, Düsseldorf.

- Oberender, Peter (1976), Unternehmerische Innovationsaktivität und Konjunkturzyklus, in: Wirtschaftswissenschaftliches Studium, 5. Jg., S. 381 - 383.
- Obernolte, Wolfgang (1984), BTO-Elektrizität, in: W. Obernolte/W. Danner (Hrsg.), Kommentar zum Energiewirtschaftsrecht, Bd. I, München, S. III 85 - 144a.
- Oettle, Karl (1976), Über den Charakter öffentlich-wirtschaftlicher Zielsetzungen, in: Ders., Grundfragen öffentlicher Betriebe I, Baden-Baden.
- Ohlms, Winfried/Grünberg, Peter/Lörch, Heinz/Perlick, Dieter (1982), Aspekte für die Strompreisgestaltung aus der Analyse praktisch durchgeführter Kostenträgerrechnungen, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 6. Jg., S. 220 - 227.
- Oppenländer, Karl Heinrich (1977), Privatwirtschaftliche Aktivitäten und die Rolle des Staates im Innovationsprozeß, in: Ifo-Studien, 23. Jg., S. 7 - 32.
- Panzar, John C./Willig, Robert D. (1977), Free entry and the sustainability of natural monopoly, in: The Bell Journal of Economics, Bd. 8, S. 1 - 22.
- Dies. (1981), Sustainability Analysis - Economics of Scope, in: American Economic Review, Bd. 71, S. 268 - 272.
- Phillips Jr., Charles F. (1965), The Economics of Regulation - Theory and Practice in the Transportation and Public Utility Industries - Homewood/Ill.
- Picot, Arnold (1984), Verfügungsrechte und Wettbewerb als Determinanten der Entwicklung des Verwaltungsbereichs von Organisationen, in: E. Boettcher/Ph. Herder-Dorneich/K.-E. Schenk (Hrsg.), Jahrbuch für Neue Politische Ökonomie, 3. Bd., Tübingen, S. 198 - 222.
- Pigou, Arthur C. (1932), The Economics of Welfare, 4. Aufl., London.
- Plaut, Hans-Georg/Müller, Heinrich/Medicke, Werner (1973), Grenzplankostenrechnung und Datenverarbeitung, 3. Aufl., München.
- Primeaux, Walter J. (1977), An Assessment of X-Efficiency Gained Through Competition, in: Review of Economics and Statistics, Bd. 59, S. 105 - 108.
- Püttner, Günter (1985), Die öffentlichen Unternehmen, Stuttgart u.a.
- Pütz, Theodor (1979), Grundlagen der theoretischen Wirtschaftspolitik, Stuttgart/New York.
- Quoilin, Josette (1976), La vente au coût marginal à l'Electricité de France, in: Annales de l'économie publique, sociale et coopérative, 64. Jahr, S. 145 - 170.

- Raffée, Hans/Fritz, Wolfgang (1980), Bedarfslenkendes Marketing von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, in: Die Betriebswirtschaft, 40. Jg., S. 561 - 576.
- Ramsey, Frank (1927), A Contribution to the Theory of Taxation, in: Economic Journal, Bd. 37, S. 47 - 61.
- Ray, George F. (1979), Der Innovationsprozeß in westeuropäischen Industrieländern - Bd. 3: Innovation in der Energiewirtschaft, Berlin/München.
- Recktenwald, Horst Claus (1975), Wörterbuch der Wirtschaft, 7. Aufl., Stuttgart.
- Ders. (1980), Die Nutzen- Kosten- Analyse: Hilfe für rationelle Entscheidungen in der Staatswirtschaft, in: Ders., Markt und Staat - Fundamente einer freiheitlichen Ordnung, Göttingen, S. 134 - 156.
- Reder, Melvin W. (1968), Studies in the Theory of Welfare Economics, New York.
- Reding, Kurt (1981), Die Effizienz staatlicher Aktivitäten, Baden- Baden.
- Richardson, G. B. (1972), The Organization of Industry, in: Economic Journal, Bd. 82, S. 883 - 896.
- Rittstieg, Gerhard (1977), Die Kostenentwicklung der Stromversorgung im nächsten Jahrzehnt und ihre Auswirkungen auf die Strompreise, in: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 76, S. 530 - 536.
- Röpke, Jochen (1977), Die Strategie der Innovation, Tübingen.
- Rothwell, Roy/Zegveld, Walter (1983), Innovation and the Small and Medium Sized Firm, London.
- Ruggles, Nancy (1949a), The Welfare Basis of the Marginal Cost Pricing Principle, in: Review of Economic Studies, Bd. 17, S. 29 - 46.
- Dies. (1949b), Recent Developments in the Theory of Marginal Cost Pricing, in: Review of Economic Studies, Bd. 17, S. 107 - 126.
- Salje, Peter (1978), Preismißbrauch durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Köln/Berlin/Bonn/München.
- Sax, Emil (1878), Die Verkehrsmittel in Volks- und Staatswirtschaft, Bd. 1, Leipzig.
- Schellhaaß, Horst M. (1982), Die Grenzkostenpreisregel, in: F. Böcker (Hrsg.), Preistheorie und Preisverhalten, München, S. 119 - 140.
- Schenk, Karl-Ernst (Hrsg., 1978), Ökonomische Verfügungsrechte und Allokationsmechanismen in Wirtschaftssystemen, Schriften des Vereins für Socialpolitik, NF, Bd. 97, Berlin.
- Ders. (1981), Märkte, Hierarchien und Wettbewerb, München.

- Scherer, Frederick M. (1980), Industrial market structure and economic performance, 2. Aufl., Chicago.
- Schiffer, Hans-Wilhelm (1982), Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland, in: Zeitschrift für Energie-wirtschaft, 6. Jg., S. 228 - 242.
- Schmalensee, Richard (1979), The Control of Natural Monopolies, Lexington/Toronto.
- Schmidbauer, Herbert (1974), Allokation, technischer Fortschritt und Wettbewerbspolitik, Tübingen.
- Schmitt, Dieter/Junk, Herbert/Ebersbach, Karl/Prechtel, Heinrich (1978), Parameterstudie zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten aus Kernenergie und Steinkohle, München.
- Schmookler, Jacob (1965), Statement, in: Subcommittee on Antitrust and Monopoly of the Committee on the Judiciary, United States Senate: Economic Concentration, Hearings, Part 3: Concentration, Invention, and Innovation, Washington, S. 1257 - 1264.
- Schneider, Hans Karl (1963), Über Grenzkostenpreise und ihre Anwendung im Energie- und Verkehrssektor, in: Jahrbuch für Sozialwissenschaft, 14. Jg., Bd. 3, S. 206 - 236.
- Ders., (1967), Zur Konzeption einer Energiewirtschaftspolitik, in: F. Burgbacher (Hrsg.), Ordnungsprobleme und Entwicklungstendenzen in der deutschen Energiewirtschaft, Essen, S. 19 - 47.
- Schneider, Hans Karl/Schulz, Walter (1980), Market Structure and Market Organization in the Electricity and Gas Public Utility Sector of the FRG, in: W. Baumol (Hrsg.), Public and Private Enterprise in a Mixed Economy, London and Basingstoke, S. 71 - 92.
- Schnug, Artur (1971), Die Gestaltung von Tarifen in der Stromwirtschaft, in: Brennstoff - Wärme - Kraft, Jg. 23, S. 328 - 335.
- Schönwitz, Dietrich/Weber, Hans-Jürgen (1983), Wirtschaftsordnung - Eine Einführung in Theorie und Politik, München.
- Schoppe, Siegfried G. (1982), Wirkungen von Preissystemen auf die Innovation, in: G. Hedtkamp (Hrsg.), Anreiz- und Kontrollmechanismen in Wirtschaftssystemen II, Schriften des Vereins für Socialpolitik, NF, Bd. 117/II, Berlin, S. 131 - 150.
- Schoppe, Siegfried G./Wass von Czege, Andreas (1984), Alternative Theorien über innovative Auswirkungen von Preisregulierungen, in: E. Boettcher/Ph. Herder-Dorneich/K.-E. Schenk (Hrsg.), Jahrbuch für Neue Politische Ökonomie, 3. Bd., Tübingen, S. 142 - 156.

- Schüller, Alfred (Hrsg., 1983a), Property Rights und ökonomische Theorie, München.
- Ders. (1983b), Property Rights, Theorie der Firma und wettbewerbliches Marktssystem, in: Ders. 1983a, S. 145 - 183.
- Schürmann, Hans Jürgen/Bohnen, Ulrich/Görgen, Rainer (1983), Die energiepolitischen Systeme in der Bundesrepublik Deutschland, in Frankreich, Großbritannien und den USA, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 7. Jg., S. 96 - 122.
- Schütz, Heinrich (1971), Typen elektrizitätswirtschaftlicher Finanzierungssysteme - ein internationaler Vergleich, (Diss.), Köln.
- Schulz, Walter (1979), Ordnungsprobleme der Elektrizitätswirtschaft, München.
- Schulz, Walter/Schütz, Heinrich (1972), Die Strompreise in den verschiedenen Gebieten der Bundesrepublik Deutschland, Köln.
- Schumacher, Harald (1976a), Diversifikation, Wettbewerb und Strukturflexibilität, Göttingen.
- Ders. (1976b), Ansätze zu einer organisationstheoretischen Fundierung der Wettbewerbstheorie, in: Hamburger Jahrbuch für Wirtschafts- und Gesellschaftspolitik, 21. Jahr, S. 151 - 166.
- Schumann, Jochen (1980), Grundzüge der mikroökonomischen Theorie, 3. Aufl., Berlin/Heidelberg/New York.
- Schumpeter, Josef A. (1964), Theorie der wirtschaftlichen Entwicklung, 6. Aufl., Berlin.
- Ders. (1980), Kapitalismus, Sozialismus und Demokratie, 5. Aufl., München.
- Schwartzman, David (1959), The Effect of Monopoly on Price, in: Journal of Political Economy, Bd. 57, S. 352 - 362.
- Scitovsky, Tibor de (1941), A Note on Welfare Propositions in Economics, in: Review of Economic Studies, Bd. 9, S. 77 - 88.
- Seifert, Ekkehard (1984), Privilegierung und Regulierung im Bankwesen, Baden-Baden.
- Sell, Axel (1980), Ausschreibung von Versorgungsgebieten als wettbewerbspolitisches Instrument. Mit Anmerkungen zur Elektrizitätswirtschaft, in: Konjunkturpolitik, 26. Jg., S. 342 - 359.
- Shapley, L.S. (1963), The Value of an N- Person- Game, in: H.W.Kuhn/A.W. Tucker (Hrsg.), Contributions to the Theory of Games, Princeton, S. 307 - 317.
- Sharkey, William W. (1982), The theory of natural monopoly, Cambridge/London/New York/Melbourne/Sidney.
- Shepherd, William G. (1984), "Contestability" vs. Competition, in: American Economic Review, Bd. 74, S. 572 - 587.
- Siegfried, J.J./Tiemann, T.K. (1974), The Welfare Cost of Monopoly: An Inter-Industry Analysis, in: Economic Inquiry, Bd. 12, S. 190 - 202.

- Simon, Herbert A. (1949), *Administrative Behavior*, New York.
- Ders. (1955), *A Behavioral Model of Rational Choice*, in: *Quarterly Journal of Economics*, Bd. 69, S. 99 - 118.
- Sohmen, Egon (1976), *Allokationstheorie und Wirtschaftspolitik*, Tübingen.
- Solling, Hugo Eberhardt (1971), *Kosten und Preise in der Elektrizitätsversorgung der Bundesrepublik Deutschland*, Gräfe/Hering.
- Statistisches Bundesamt (Hrsg., 1984), *Statistisches Jahrbuch 1984 für die Bundesrepublik Deutschland*, Berlin.
- Dass. (Hrsg., 1985), *Statistisches Jahrbuch 1985 für die Bundesrepublik Deutschland*, Berlin.
- Dass. (Hrsg., 1986), *Statistisches Jahrbuch 1986 für die Bundesrepublik Deutschland*, Berlin.
- Steiner, Peter O. (1957), *Peak Loads and Efficient Pricing*, in: *Quarterly Journal of Economics*, Bd. 71, S. 585 - 610.
- Streißler, Erich (1976), *Diffusion des technischen Fortschritts und Wettbewerb*, in: G. Bombach/B. Gahlen/A.E. Ott (Hrsg.), *Probleme der Wettbewerbstheorie und -politik*, Tübingen, S. 63 - 76.
- Streit, Manfred E. (1979), *Theorie der Wirtschaftspolitik*, Düsseldorf.
- Strümpel, Burkhard (1980), *Vorrichtungen zum Spitzenlastabwurf ersetzen Ausfallreserven der Berliner Stromerzeugungskapazität*, in: G. Kroll/H. Müller Philipps Sohn (1980), S. 190 - 226.
- Stumpf, Hans/Hollenweger, Rolf/Ohlms, Winfried (1980), *Kostenträgerrechnung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen als Grundlage kostenorientierter Preisbildung für elektrische Energie*, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 4. Jg., S. 315 - 323.
- Süddeutsche Zeitung (1985), *E-Werke tätigen Rekordinvestition*, in: SZ Nr. 226, S. 24.
- Tabbert, Jörg (1974), *Unternehmensgröße, Marktstruktur und technischer Fortschritt - eine empirische Untersuchung für die Bundesrepublik Deutschland*, Göttingen.
- Telser, Lester G. (1969), *On the Regulation of Industry: A Note*, in: *Journal of Political Economy*, Bd. 77, S. 937 - 952.
- Ders. (1971), *On the Regulation of Industry: Rejoinder*, in: *Journal of Political Economy*, Bd. 79, S. 364 f.
- Trebing, Harry M. (1976), *The Chicago School versus Public Utility Regulation*, in: *Journal of Economic Issues*, Bd. 10, S. 97 - 126.
- Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke VDEW (Hrsg., 1974), *Strompreise für Sondervertragskunden - Vergleichsgrundlagen sowie allgemeine Erläuterungen zu den Übersichten und Preiskurven*, Frankfurt/M.

- Dies. (Hrsg., 1985), Die öffentliche Elektrizitätsversorgung im Bundesgebiet 1984 (einschließlich Berlin/West).
- Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke VDEW/Verband der deutschen Gas- und Wasserwerke VGW (Hrsg., 1972), Kostenrechnung der Energie- und Wasserversorgungsunternehmen, 2. Aufl., Frankfurt/M.
- Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft VIK (1983), Strompreissenkung in Frankreich, in: VIK-Mitteilungen Nr. 2, S. 37 - 39.
- Dies. (1986), Strompreise in einigen europäischen Ländern, in: VIK-Mitteilungen Nr. 1, S. 15.
- Vilain, Michel (1969), La politique de l'énergie en France de la seconde guerre mondiale à l'horizon 1985, Paris.
- Vogelsang, Ingo (1982), Anreizmechanismen zur Regulierung der Elektrizitätswirtschaft, Tübingen.
- Vogelsang, Ingo/Finsinger, Jörg (1979), A Regulatory Adjustment Process for Optimal Pricing by Multiproduct Monopoly Firms, in: The Bell Journal of Economics, Bd. 10, S. 157 - 171.
- Wegehenkel, Lothar (1981), Gleichgewicht, Transaktionskosten und Evolution. Eine Analyse der Koordinierungseffizienz unterschiedlicher Wirtschaftssysteme, Tübingen.
- Weizsäcker, Carl Christian v. (1980), Barriers to Entry - A Theoretical Treatment, Berlin/Heidelberg/New York.
- Wenders, John T. (1976), Peak Load Pricing in the Electric Utility Industry, in: The Bell Journal of Economics, Bd. 7, S. 232 - 241.
- Wied-Nebbeling, Susanne (1975), Industrielle Preissetzung, Tübingen.
- Wille, Eberhard (1983), Gesamtwirtschaftliche Allokation zwischen "Markt- und Staatsversagen" - ein ordnungspolitischer Überblick, in: Ders. (Hrsg.), Beiträge zur gesamtwirtschaftlichen Allokation: Allokationsprobleme im intermediären Bereich zwischen öffentlichem und privatem Wirtschaftssektor, Frankfurt, S. 1 - 28.
- Williamson, Oliver E. (1964), The Economics of Discretionary Behavior. Managerial Objectives in a Theory of the Firm, Englewood Cliffs.
- Ders. (1970), Corporate Control and Business Behavior, Englewood Cliffs.
- Ders. (1974), Economics of Discretionary Behaviour: Managerial Objectives in a Theory of the Firm, Neuauflage, London.

- Ders. (1976), Franchise Bidding for Natural Monopoly - in General and with Respect to CATV, in: The Bell Journal of Economics, Bd. 7, S. 73.- 104.
- Ders. (1981), The Modern Corporation: Origin, Evolution, Attributes, in: Journal of Economic Literature, Bd. 19, S. 1537 - 1568.
- Willig, Robert D. (1980), What Can Markets Control?, in: R. Sherman (Hrsg.), Perspectives on Postal Service Issues, Washington, S. 137 - 159.
- Wirtschaftswoche (1985), RWE - Gestörte Kontakte, in Nr. 27, S. 30 - 42.
- Witte, Eberhard (1973), Innovationsfähige Organisation, in: Zeitschrift für Organisation, 42. Jg., S. 17 - 24.
- ZohlInhöfer, Werner (1973), Unternehmenskonzentration - eine ökonomisch-technische Notwendigkeit?, in: Der Bürger im Staat, 23. Jg., S. 236 - 240.
- ZohlInhöfer, Werner/Greiffenberg, Horst (1981), Neuere Entwicklungen in der Wettbewerbstheorie: Die Berücksichtigung organisationsstruktureller Aspekte, in: H. Cox/U. Jens/K. Markert (Hrsg.), Handbuch des Wettbewerbs, München, S. 79 - 101.

